



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA



**“ANÁLISIS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN Y
DESALACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO: ESTRATEGIAS PARA
LA REDUCCIÓN DE IMPUREZAS Y CUIDADO DE LOS
EQUIPOS”**

T E S I N A

Que para obtener el Título de:

I N G E N I E R A P E T R O Q U Í M I C A

Presenta:

Bethzabet Saavedra Rosas

Director de Tesina

Dr. en C. Julián Cruz Olivares

Toluca, Edo. de México.

Noviembre 2025.

Índice

Agradecimientos.....	¡Error! Marcador no definido.
Índice de Ilustraciones.....	5
Índice de Tablas.....	5
Glosario.....	¡Error! Marcador no definido.
Resumen:.....	6
Abstrac:.....	¡Error! Marcador no definido.
Introducción.....	7
Justificación.....	10
Objetivo General:.....	11
Objetivos Específicos:.....	11
Capítulo 1. Petróleo Crudo en México.....	12
1.1. ¿Qué es el Petróleo Crudo?.....	12
1.2. Tipos de Petróleo Crudo en el mundo.....	12
1.3. Clasificación y caracterización del Petróleo Crudo en México.....	16
1.4. Importancia del Petróleo Crudo en México.....	18
1.5. Impurezas en el petróleo: agua, sales y sólidos.....	19
1.6. Efectos de las impurezas en el petróleo crudo.....	20
1.7. Proceso de refinación del petróleo crudo.....	21
1.7.1. Daños provocados por la presencia de agua sales en equipo y proceso de refinación.....	23
1.7.2. Refinerías en México.....	24
1.8. Principios e Importancia de la deshidratación y desalación del petróleo crudo.....	26
1.10. Métodos para determinar el contenido de agua en el petróleo crudo.....	27
1.11. Métodos para determinar el contenido de sal en el petróleo crudo.....	28
1.12. Límites permisibles para el contenido de agua y sal en petróleo crudo en México.....	28
1.13. ¿Por qué se realiza primero la deshidratación antes que la desalación?.....	31
Capítulo 2. Deshidratación del petróleo crudo.....	32
2.1. Definición y objetivo de un deshidratado de petróleo.....	32
2.1.1. Agua en forma libre en el petróleo crudo.....	33
2.1.2. Emulsiones en el petróleo crudo.....	33

2.1.2.1. Tratamiento de las emulsiones.....	35
2.1.2.1.1.¿Cómo prevenir la formación de emulsiones de agua en el petróleo crudo?..	36
2.2. Métodos tradicionales de deshidratación de petróleo crudo.	37
2.2.1. Deshidratación por sedimentación (separación por gravedad).....	37
2.2.1.1 Ventajas y desventajas de la deshidratación por sedimentación (separación por gravedad).	40
2.2.2. Deshidratación Térmica.	41
2.2.2.1 Ventajas y desventajas de la deshidratación térmica.....	44
2.2.3. Deshidratación por combinación de sedimentación y calor.....	45
2.2.3.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación por combinación.....	47
2.3. Métodos modernos de deshidratación de petróleo crudo.....	48
2.3.1. Deshidratación con productos químicos (Desemulsificantes).	49
2.3.1.1¿Qué pasa con el desemulsificante, afecta al petróleo?	51
2.3.1.2. Ventajas y desventajas de la deshidratación con Desemulsificantes.....	52
2.3.2. Deshidratación Mecánica.	53
2.3.2.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación mecánica.....	56
2.3.3. Deshidratación Electrostática.	57
2.3.3.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación Electrostática.....	58
2.4. Electrocoalescencia.	59
2.4.1. Ventajas y desventajas de la Electrocoalescencia.	61
2.5. Factores que afectan la eficiencia de una deshidratación.....	62
2.6. Comparación de los métodos existentes para una deshidratación.....	64
2.7. Cierre del capítulo.....	64
Capítulo 3. Desalación del petróleo Crudo.	66
3.1. Definición y objetivo de la desalación de petróleo crudo.....	66
Métodos tradicionales de desalación de petróleo.	66
3.2. Desalación por Lavado.....	66
3.3. Desalación Electrostática.	67
3.4. Desalación por métodos químicos/combinados.....	68
3.5. Técnicas Avanzadas para un desalado eficiente.....	69
3.6. Desalación Electro-coalescente mejorada.....	69
3.7. Desalación mediante el uso de nanomateriales y surfactantes inteligentes.....	70
3.8. Desalación por membranas.	72

3.9. Desalación por campo magnético.....	72
3.10. Desalación con el uso de tecnología de microondas y ultrasonido.....	73
3.11. Factores que afectan la eficiencia del desalado de petróleo crudo.....	74
3.12. Cierre del capítulo.....	75
Capítulo 4. Análisis, descripción y estrategias.....	77
4.1. Principales equipos involucrados en la deshidratación y desalación.....	77
4.1.1. Diagrama de un sistema convencional de refinación incluyendo la deshidratación y desalación de petróleo crudo.....	82
4.1.2. Consideraciones para implementar un sistema de deshidratación y desalación.....	83
4.2. Costo de implementar un sistema para la deshidratación y desalado en crudos.....	86
4.3. Estrategias para minimizar la corrosión y el desgaste de los equipos.....	89
4.4. Deshidratado y Desalado en la cadena de valor.....	89
4.4.1. Ventajas de implementar la desalación y la deshidratación para alargar el tiempo de vida de los equipos.....	90
4.4.2. Ejemplos de refinerías que tengan sistemas de deshidratación y desalación de petróleo.....	91
4.4.3. Efectos de una desalación y deshidratación deficiente.....	92
4.5. Caso de estudio: Análisis de la refinería Dos Bocas.....	93
4.5.1 Desafíos que se presentan en la refinería dos bocas por el exceso de agua y sal en el petróleo.....	94
4.6. Análisis y Recomendaciones.....	94
4.7. Beneficios económicos y ambientales de aplicar estos procesos en la industria petrolera mexicana específicamente en la refinería Dos Bocas.....	96
Conclusiones.....	97
Referencias Bibliograficas:.....	99

Índice de Ilustraciones.

Ilustración 1. Diagrama típico para la refinación de crudo.....	26
Ilustración 2. Tipos de emulsiones en el petróleo crudo.....	38
Ilustración 3. Tiempo de retención.....	41
Ilustración 4. Deshidratación por sedimentación	42
Ilustración 5. Deshidratación térmica	46
Ilustración 6. Deshidratación combinada	50
Ilustración 7. Deshidratación con el uso de desemulsificantes	54
Ilustración 8. Deshidratación mecánica representativa	58
Ilustración 9. Mecanismo de deshidratación electrostática representativa	60
Ilustración 10. Deshidratación electrostática representativa	61
Ilustración 11. Deshidratación por electrocoalescencia	64
Ilustración 12. Diagrama de un sistema convencional de refinación incluyendo la deshidratación y desalación de petróleo crudo.....	86
Ilustración 13. Deshidratación y desalación en la cadena de valor	93

Índice de Tablas.

Tabla 1. Clasificación del Petróleo según su gravedad API	16
Tabla 2. Clasificación del Petróleo según su contenido de azufre	18
Tabla 3. Límites permisibles de agua y sal en crudo en el mundo	34
Tabla 4. Estabilidad de las emulsiones	38
Tabla 5. Rangos de temperatura para la deshidratación térmica	45
Tabla 6. Principales equipos utilizados para la deshidratación mecánica	57
Tabla 7. Métodos de deshidratación de petróleo	67
Tabla 8. Métodos tradicionales de desalación de petróleo	71
Tabla 9. Principales surfactantes y nanomateriales para la desalación de petróleo	74
Tabla 10. Técnicas Avanzadas de desalación de petróleo	77
Tabla 11. Principales equipos utilizados	81
Tabla 12. Consideraciones de acuerdo al crudo	87
Tabla 13. Consideraciones de acuerdo a las condiciones de operación	87
Tabla 14. Refinerías con deshidratación y desalación	94

Resumen:

Esta tesina es un análisis sobre los procesos de deshidratación y desalación de petróleo crudo enfocados en su importancia para la industria petroquímica (especialmente en México y en la refinería Olmeca Dos Bocas), se expone como la presencia de impurezas naturales que cada vez son más debido a la erosión de los pozos petroleros van aumentando (sales y agua) y como afectan negativamente la eficiencia de la refinación, el tiempo de vida de los equipos involucrados, y como disminuyen la calidad de los productos se obtienen del petróleo.

Se comienza hablando sobre el petróleo crudo, sus tipos, destacando el papel importante que representa en la actualidad para nosotros, luego habla de sus impurezas, los límites permisibles de estas según la normatividad que PEMEX toma en cuenta, se analizan métodos de deshidratación y desalación explicando sus ventajas, desventajas y aplicaciones actuales en la industria, en la parte final de esta tesina se presentan los equipos principales involucrados en estos procesos, costos, estrategias que son fundamentales como alargar el tiempo de vida de los equipos ya que si los equipos no se cuidan pueden generar que se ocupe reemplazarlos y esto representa un costo grande de inversión, en general esta tesina demuestra que la deshidratación y desalación de petróleo crudo no solo son procesos complementarios si no esenciales para garantizar un funcionamiento seguro, económico y sustentable de las refinerías principalmente Mexicanas.

Introducción.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos acompañada de diversos compuestos indeseables ya que al ser extraído directamente de los yacimientos contiene una serie de impurezas como agua, sales inorgánicas como el cloruro de sodio (NaCl) que al calentarse en las unidades de refinación puede liberar ácido clorhídrico (HCl), que es altamente corrosivo, cloruro de calcio (CaCl_2) que contribuye a la formación de incrustaciones, cloruro de magnesio (MgCl_2) que a temperaturas elevadas como las que se utilizan en la refinación se descompone y genera ácido clorhídrico (HCl) que intensifica la corrosión en unidades de refinación afectando el tiempo de vida de los equipos que se utilizan en este proceso. Estas impurezas, aunque en pequeñas concentraciones pueden generar problemas significativos en las diferentes etapas del procesamiento y refinación del crudo.

La Industria Petroquímica en México enfrenta actualmente el desafío de optimizar sus procesos cada vez más para lograr obtener productos derivados del petróleo de mayor calidad y al mismo tiempo tomar en cuenta el impacto ambiental y los costos operativos. En este contexto la deshidratación de la desalación del petróleo crudo son una representación importante del pretratamiento que debe de tener el petróleo con el que Pemex trabaja tomando en cuenta que el territorio mexicano cuenta con 3 tipos de petróleo, pero en su mayoría el crudo maya que es de tipo pesado ocupa alrededor de un 54% de la producción petrolera en México según datos reportados por Pemex en marzo de 2025.

México es considerado un país importante productor de petróleo a nivel mundial según datos de Pemex de 2020, México exporto un promedio de 1,109,000 barriles diarios de petróleo, donde el 11.5% fue de crudo intermedio tipo Istmo y el 88.5% restante fue una mezcla de crudos pesados de tipo Maya (que es la variedad predominante en el territorio mexicano). Tomando en cuenta estos datos la deshidratación y la desalación influyen directamente en la eficiencia de los equipos de refinación, el tiempo de vida de los equipos y la calidad de los productos finales.

En el caso de México el crudo producido nacionalmente, en especial en campos maduros y en zonas de alto contenido de agua el crudo tiende a presentar mayores niveles de impurezas, lo cual exige un tratamiento más riguroso previo a su refinación.

La refinería olmeca: Dos bocas representa uno de los proyectos estratégicos más importantes para México con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia en la producción de combustibles y reducir la dependencia de importaciones, esta refinería está diseñada para procesar hasta 340

mil barriles diarios de crudo, esta planta tiene como materia prima principal los crudos pesados siendo estos el tipo de crudo que presenta un alto contenido de agua y sales.

La presencia de agua e impurezas en el crudo no solo compromete la integridad de los equipos mediante procesos de corrosión y formación de incrustaciones, sino que también interfiere con las reacciones clave dentro de las unidades de procesamiento afectando la rentabilidad de la refinación. La correcta aplicación de estos procesos en la refinación de crudo permite minimizar estos efectos, mejorar la calidad del crudo tratado y reducir significativamente los gastos de mantenimiento y reposición de equipos.

La deshidratación y la desalación se han convertido en etapas fundamentales dentro del pretratamiento de crudo representando una inversión clave para garantizar la operatividad, sostenibilidad y la eficiencia de la refinación de petróleo, a nivel mundial las tecnologías de desalación y deshidratación han evolucionado desde métodos simples basados en la gravedad hasta procesos más sofisticados. La eficiencia de estos procesos depende de diversos factores como la calidad del crudo, el diseño de los equipos, las condiciones operativas.

La deshidratación del petróleo crudo es un proceso fundamental que consiste en eliminar el agua que acompaña al crudo desde su extracción. Esta agua puede presentarse en forma libre, emulsionada, y suele contener sales inorgánicas como cloruros de sodio, calcio y magnesio, que son altamente corrosivas y dañinas para los equipos de refinación.

La eliminación del agua es crucial para proteger los sistemas de procesamiento, evitar la formación de ácidos corrosivos a altas temperaturas y asegurar una mayor eficiencia operativa. Además, una deshidratación eficiente contribuye a mejorar la calidad de los productos refinados y reducir los costos de mantenimiento y operación.

Existen diversos métodos para llevar a cabo este proceso, entre los cuales se encuentran la sedimentación por gravedad, el calentamiento del crudo, el uso de químicos, la aplicación de campos electrostáticos y, en algunos casos, la centrifugación. La selección del método adecuado depende del tipo de crudo, la estabilidad de las emulsiones y las condiciones operativas de la planta.

En la actualidad, las tecnologías más eficaces combinan el calentamiento, el uso de productos químicos y la aplicación de campos eléctricos, lo que permite una separación rápida y eficiente del agua del petróleo. Este proceso, cuando se implementa correctamente, representa una

mejora significativa en el desempeño técnico, económico y ambiental de las instalaciones petroleras.

La desalación del petróleo crudo es el proceso mediante el cual se eliminan las sales inorgánicas disueltas en el agua que acompaña al crudo, especialmente cloruros de sodio y magnesio. La presencia de estas sales es altamente perjudicial para las refinerías, ya que a temperaturas elevadas pueden descomponerse y liberar ácido clorhídrico (HCl) un compuesto extremadamente corrosivo que deteriora tuberías, intercambiadores de calor, torres de destilación y otros equipos críticos. Además, las sales contribuyen a la formación de depósitos e incrustaciones, disminuyen la eficiencia térmica y provocan paros operativos.

En el contexto mexicano, donde el crudo suele tener mayor contenido de agua y sales debido a su naturaleza pesada y a la agotación de yacimientos, la desalación y deshidratación son especialmente necesarias. La implementación de plantas desaladoras modernas, especialmente en proyectos como la Refinería Dos Bocas es vital para garantizar operaciones estables, seguras y eficientes.

Una correcta implementación de estos procesos no solo mejora la calidad de los productos refinados, sino que también prolonga la vida útil de los equipos y reduce los costos operativos y ambientales a largo plazo.

Justificación.

En el caso específico de México y particularmente en la refinería Olmeca: Dos Bocas que es considerada la refinería más grande de México y una de las tres más grandes de América Latina, resulta fundamental asegurar que se implementen procesos eficientes como la deshidratación y la desalación del petróleo crudo ya que en la actualidad procesa crudo 100% maya que cada vez presenta una composición más compleja y con mayores niveles de impurezas debido a la disminución de yacimientos más ligeros y limpios, es por ello que es de suma importancia aplicar la desalación y deshidratación de estos crudos ya que no solo es técnicamente y económicamente viable, sino que resulta imprescindible para asegurar la confiabilidad operativa, el cumplimiento de estándares de calidad del producto final y protección de infraestructura instalada.

Por lo tanto, este análisis de la desalación y deshidratación de petróleo es necesario ya que permitirá justificar la viabilidad de estos procesos y el lugar que ocupan ambos procesos en la cadena de valor del petróleo crudo en el contexto de la refinería más importante de México para permitir identificar soluciones que aseguren una operación más limpia, eficiente y rentable, adaptada al tipo de crudo con el que actualmente se cuenta en mayor parte de México (crudo Maya) que cada vez representa más desafíos en su tratamiento ya que aunque esta refinería cuenta con unidades desaladoras y deshidratadoras instaladas, diversos informes técnicos se han señalado dificultades en su operación efectiva ya que en la actualidad la refinería Dos Bocas ha presentado actividad nula en el funcionamiento de sus equipos de deshidratación y desalación de petróleo lo que ocasiono que Pemex hace apenas unos meses tuviera que enfrentarse a problemas operativos importantes donde el crudo no fue refinado de manera correcta y se vio reflejado en niveles de agua y sal por encima de lo permitido ocasionando penalizaciones por parte de refinerías extranjeras de E.U.A y Canadá que recibieron ese petróleo, esto ha derivado situaciones operativas no óptimas, como la necesidad de enviar el crudo a otras instalaciones para su pretratamiento, generando demoras, costos adicionales y afectaciones en la calidad del producto procesado ante este panorama se debe tomar en cuenta un análisis sobre la viabilidad de implementar una planta que cuente con los equipos necesarios para la desalación y deshidratación dentro de la refinería dos bocas.

Objetivo General:

Analizar y justificar la viabilidad de la deshidratación y desalación del petróleo crudo como procesos que ayudan a mejorar la calidad de los productos finales, como están presentes estos procesos en la cadena de valor y el tiempo de vida de los equipos de refinación.

Objetivos Específicos:

- Examinar los procesos actuales de deshidratación y desalación del petróleo crudo, identificando sus principios de operación y tecnologías utilizadas.
- Evaluar el impacto de la presencia de agua y sales en el crudo sobre la calidad de los productos refinados y la eficiencia de los equipos de refinación.
- Comparar las distintas tecnologías de deshidratación y desalación en términos de eficiencia, costos operativos y viabilidad para su implementación en México.
- Analizar los beneficios económicos y ambientales de aplicar estos procesos en la industria petrolera mexicana específicamente en la refinería Dos Bocas.

Capítulo 1. Petróleo Crudo en México.

En el primer capítulo se presenta de manera general aspectos fundamentales del petróleo crudo se inicia con la definición del petróleo crudo, describiéndolo como una mezcla compleja de hidrocarburos con impurezas como azufre, oxígeno y nitrógeno. Posteriormente, se presentan los tipos de petróleo crudo en el mundo, diferenciándolos según su densidad y contenido de azufre. Se analiza la clasificación y caracterización del petróleo en México, destacando los principales tipos extraídos en el país y sus características físicas y químicas.

El capítulo examina las impurezas presentes en el petróleo, como agua, y sales, explicando sus efectos negativos en el proceso de refinación, los daños que pueden causar en los equipos y su influencia en la calidad de los productos finales. Se profundiza en la importancia de la deshidratación y desalación, procesos clave para mejorar la eficiencia de la refinación.

1.1. ¿Qué es el Petróleo Crudo?

El término Petróleo se deriva del latín Petra que significa piedra y oleous que significa aceite, es decir aceite en piedra.

El Petróleo crudo es una sustancia líquida, viscosa e inflamable, compuesta principalmente por hidrocarburos es decir moléculas de Carbono (C) e Hidrogeno (H) junto con pequeñas cantidades de Azufre(S), Oxígeno (O), Nitrógeno (N), Metales y otros compuestos. Se forma desde millones de años a partir de microorganismos marinos (Plancton y algas) que quedarán atrapados en sedimentos y con el tiempo fueron sometidos a altas presiones y temperaturas bajo la corteza terrestre transformándose en petróleo y gas natural, se encuentra en el subsuelo acumulado en yacimientos bajo capas de rocas impermeables, y es extraído mediante perforación.

El Petróleo crudo es la materia prima fundamental para la industria energética y petroquímica, a través de un proceso de refinación se separan sus componentes para producir gasolina, Diésel, Queroseno, Gas licuado de petróleo, lubricantes, asfaltos, plásticos y productos químicos.

Su composición y características del petróleo varían según el origen dividiéndose en ligero, medio y pesado, dependiendo de su densidad y viscosidad.

1.2. Tipos de Petróleo Crudo en el mundo.

La clasificación del petróleo es crucial para optimizar los procesos de refinación y satisfacer las demandas en el mercado. El petróleo crudo se clasifica de acuerdo a dos criterios principales: Densidad (según su gravedad API, American Petroleum Institute) y por su Contenido de Azufre.

En el mundo existen alrededor de 161 zonas petroleras y cada una con diferentes características es por eso que el American Petroleum Institute sugiere la siguiente clasificación.

- ❖ **Según su gravedad API:** La gravedad API indica que tan ligero o pesado es el crudo utilizando su densidad para ser comparada con la densidad del agua. Un petróleo crudo ligero tiene una mayor gravedad API (indicando una menor densidad y por lo tanto una mayor calidad), mientras que el petróleo crudo pesado tiene una menor gravedad API (indicando una mayor densidad y por lo tanto menor calidad). A mayor gravedad API el petróleo será más liviano siendo estos los más requeridos en el mercado y al mismo tiempo los de mayor precio ya que tanto los costos de extracción como los de refinación son menores en comparación con los que son pesados. (Schlumberger, 2022).

Tabla 1. Clasificación del Petróleo según su gravedad API.

Clasificación.	Densidad Relativa.	Gravedad API.	Características.	Usos principales.	Ejemplos.
Petróleo muy ligero.	< 0.83	>40°API	*Alta Calidad. *Facilidad de Refinación. *Bajo Contenido de azufre. *Alta demanda en combustibles premium.	Gasolina premium, nafta, diésel de alta calidad.	*Bakken (EUA). *Tapis (Malasia). *Saharan Blend (Argelia). *Olmeca (México).
Petróleo ligero.	0.83-0.87	31.1°-40°API	*Facilidad de Refinación. *Buen rendimiento para combustibles comerciales. *Baja viscosidad.	Gasolina, diésel, combustible para aviones, petroquímicos.	*West Texas Intermediate. (WTI, EUA). *Brent (Mar del Norte). *Bonny Light (Nigeria). *Murban (EAU). *Istmo (México).

Petróleo Mediano.	0.87-0.92	22.3°- 31.1°API	*Mayor viscosidad. *Contiene mayor cantidad de azufre y residuos pesados. *Requiere procesos más avanzados de refinación.	Mezcla de gasolina, queroseno, diésel, aceites lubricantes, etc.	*Arabian Light (Arabia Saudita). *Urals (Rusia). *Dubai (EAU). *Basrah Medium (Irak).
Petróleo Pesado.	0.92-1.0	10°- 22.3°API	*Alta Viscosidad. *Alto contenido de asfáltenos y azufre. *Refinación más costosa. *Requiere procesos de conversión.	Fuel oil, asfaltos, productos de refinería con conversión térmica.	*Maya (México). *Boscan (Venezuela). *Basrah Heavy (Irak). *Western Canadian Select (Canadá).
Petróleo Extrapesado.	>1.0	<10°API	*Muy denso. *Mayor contenido de asfáltenos y metales. *No fluye a temperatura ambiente. *Requiere calentamiento o diluyentes para transportarse.	Producción de coque, diésel pesado, asfaltos, etc.	*Merey (Venezuela). *Orinoco Belt (Venezuela). *Bitumen (Canadá).

❖ **Según su contenido de Azufre:** El contenido de azufre es un factor clave en la clasificación de petróleo crudo porque afecta directamente en su procesamiento, los

costos de refinación, y el impacto ambiental ya que cuando el petróleo con algo contenido de azufre se quema produce dióxido de azufre (SO₂) un contaminante que contribuye a la lluvia ácida. (Meyer y Attanasi, 2013).

Los gobiernos han impuesto normas respecto a las emisiones lo que obliga a las refinerías a buscar crudos con menos azufre o invertir en los procesos de desulfuración por que el azufre es corrosivo y aumenta el desgaste de los equipos en las refinerías y eleva los costos de mantenimiento.

Los crudos dulces tienen mayor valor en el mercado porque son más fáciles de procesar al requerir menor procesos para eliminar sus impurezas y cumplen con los estándares ambientales sin necesidad de tratamientos costosos. Mientras que entre menos dulce sea el crudo se venden a menor precio debido al aumento de costo de refinación para eliminar el contenido de azufre antes de convertirlo en combustibles comerciales afectando la calidad de estos. (Speight, 2020).

Tabla 2. Clasificación del Petróleo según su contenido de azufre.

Clasificación.	Contenido de azufre. (%)	Características.	Impacto en la refinación.	Ejemplos.
Crudo Dulce.	<0.5%	*Bajo contenido de azufre. *Mayor facilidad y menor precio para refinar. *Menor impacto ambiental.	*Necesita menos hidrotratamiento. *Produce combustibles de mejor calidad.	*Brent (Mar del Norte). *WTI (EUA). *Olmeca (México).
Crudo Semidulce.	0.5%-1.0%	*Refinación un poco más costosa en relación a un crudo dulce, pero sigue siendo viable para la producción de	*Requiere hidrotratamiento adicional para cumplir con la normatividad.	*Arabian Light (Arabia Saudita). *Istmo (México). Basrah Medium (Irak).

		combustibles limpios.		
Crudo Semiamargo.	1.0%-2.0%	*Debido a su mayor contenido de azufre necesita procesos más intensivos de refinación para reducir sus contaminantes.	*Costos más elevados para proceso de hidrodesulfuración y procesos de conversión.	*Urales (Rusia). *Dubai (EAU). *Kuwait Export (Kuwait).
Crudo Amargo.	>2.0%	*Alto contenido de azufre difícil de refinar. *Mayor impacto ambiental. *Requiere tecnología avanzada para ser procesado.	*Necesita procesos extensos de hidrodesulfuración y conversión para eliminar el azufre y por lo tanto es el petróleo que tiene costos más elevados en su refinación.	*Maya (México). *Merey (Venezuela). *Basrah Heavy (Irak) *Canadian Heavy (Canadá).

1.3. Clasificación y caracterización del Petróleo Crudo en México.

México es considerado un país esencial exportador de petróleo a nivel mundial, sin embargo hoy en día presenta desafíos al no disponer de la estructura necesaria para refinar el tipo de crudo derivado de la naturaleza de este, para la clasificación del crudo es utilizada la medida de grados API (America Petroleum Institute.) siendo una relación directa para medir la densidad relativa de los hidrocarburos líquidos, por lo que se considera a los valores menores a 30°API pesados y por arriba de 30°API como ligeros.

En el territorio mexicano se clasifican 3 tipos de crudo considerando su densidad API, los cuales son mencionados a continuación del más ligero al más pesado.

- ❖ **Petróleo crudo Olmeca:** Identificado como el petróleo más ligero que se tiene en el territorio mexicano, es un petróleo de tipo super ligero o muy ligero con una gravedad API entre los 38°-40°API y un bajo contenido de azufre estas características lo convierten en un crudo dulce “Sweet”, su valor comercial es más alto debido a su mayor calidad. Gracias a su baja viscosidad y escasa presencia de impurezas, el crudo olmeca es ideal para refinar productos como gasolinas de alto octanaje, diésel limpio y otros combustibles ligeros, con un menor impacto ambiental y menor costo de tratamiento, aunque su producción es limitada comparada con la del crudo maya. (Delgado,2016).

- ❖ **Petróleo Crudo Istmo:** Es un petróleo ligero/medio, con una gravedad API de alrededor de 33°-34°API, tiene un contenido medio de azufre, su color es claro y su fluidez es mayor a la del crudo maya. Este tipo de crudo se extrae principalmente del sureste de México. Gracias a su calidad Media-Alta es muy apreciado por las refinerías mexicanas ya que permite obtener productos valiosos como gasolinas, diésel, y otros combustibles limpios, es uno de los crudos mexicanos con mayor demanda internacional.

- ❖ **Petróleo Crudo Maya:** Es el tipo de petróleo más abundante y exportado por México, se clasifica como un crudo pesado ya que tiene una gravedad API baja, de aproximadamente 21°-22°API, lo que significa que es más denso y viscoso que otros tipos de crudo, además tiene un alto % de azufre lo que lo convierte en un crudo amargo. Debido a estas características, el crudo maya requiere procesos de refinación más complejos y costosos para transformarse en productos útiles, es ideal para la producción de combustóleo, asfaltos y otros productos pesados, a pesar de su menor calidad en comparación de otros crudos, es el más producido en el país. (Delgado,2016).

México ocupó el doceavo lugar entre los países con mayores reservas de petróleo en el año 2023, con un total de Ocho mil trescientos ochenta y tres millones (8,383 millones) de barriles de petróleo crudo, reafirmando su papel como un país importante en la industria energética global. El petróleo crudo como materia principal, continúa siendo fundamental para la generación de combustibles, electricidad, plásticos y otros derivados indispensables para nuestra vida diaria.

El crudo maya, caracterizado por ser pesado y con alto contenido de azufre, representó el 50% de la producción total del país en este contexto la refinería de Dos bocas ubicada en Paraíso, Tabasco se mantuvo como la principal refinería para exportación de crudo maya, con un

movimiento total de 13 millones 379 mil 347 toneladas durante el año 2022, lo que equivale a aproximadamente 101 millones 683 mil barriles de petróleo. (El País,2024).

1.4. Importancia del Petróleo Crudo en México.

“La industria petrolera mexicana ha sido durante décadas una de las principales fuentes de ingresos fiscales y divisas, contribuyendo significativamente al financiamiento del gasto público.” (IMP,2023)

El petróleo crudo ha sido durante más de un siglo uno de los pilares fundamentales de la economía mexicana, Petróleos Mexicanos (PEMEX), ha sido el principal motor de la economía en términos de generación de ingresos para el gobierno federal y de empleo. En 2020 las exportaciones de petróleo crudo representaron alrededor del 8.1% del Producto Interno Bruto (PIB) en México. Pemex ha enfrentado desafíos en términos de reducción de la producción y caída de precios internacionales, lo que ha obligado al país a replantearse su dependencia a este recurso, pero a pesar de estos problemas, sigue siendo el petróleo una clave en la economía nacional. (INEGI,2021).

México es uno de los principales exportadores de petróleo crudo en el mundo, particularmente hacia Estados Unidos, estas exportaciones petroleras representaron en 2020 aproximadamente el 60% de las exportaciones totales de bienes en términos de ingresos Pemex ha sido históricamente la mayor fuente de recursos para el gobierno, a través de impuestos y derechos de producción. (Banco de México,2021).

El sector petrolero en México es un importante empleador directo e indirecto, según datos de la secretaria de energía (SENER), la industria petrolera y petroquímica genera empleos en los estados productores como Veracruz, Tabasco, Campeche y Tamaulipas, según datos de SENER solo en Pemex más de 100,000 personas trabajan en las diversas actividades de exploración, extracción, refinación y distribución. (SENER,2020).

El petróleo crudo no solo es utilizado para la producción de energía (gasolina, diésel, gas natural,etc) sino que también alimenta a la industria petroquímica, México ha sido habitualmente un líder en la producción de productos derivados del petróleo como fertilizantes, plásticos y químicos industriales, que son esenciales para diversas industrias, aunque la industria petroquímica ha experimentado una desaceleración en los últimos años sigue siendo muy importante para la economía mexicana.(Pemex,2021).

En 2024, la industria petrolera represento alrededor del 2.7% del PIB, según datos de la secretaria de hacienda. (Expansion,2024).

A pesar del impulso a las energías limpias, el petróleo sigue siendo fundamental para la seguridad energética nacional ya que ayuda a:

- ❖ Satisfacer la demanda de combustibles.
- ❖ Sustenta la operación de refinerías y del sistema nacional de ductos.
- ❖ Es crucial para el transporte, la industria y la producción petroquímica.

México enfrenta el desafío de reducir la dependencia del petróleo, diversificar su matriz energética, sin embargo, se cree que los hidrocarburos seguirán siendo relevantes a corto y mediano plazo. “El petróleo ya no es el pilar económico que fue, pero sigue siendo un recurso estratégico para México”. (Gaceta UNAM,2024).

1.5. Impurezas en el petróleo: agua, sales y sólidos.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene impurezas no deseadas que deben ser eliminadas antes de su procesamiento, las más comunes son el agua, sales inorgánicas principalmente cloruros y los sólidos en suspensión.

Agua.

La presencia de agua en el crudo proviene de diversas fuentes, principalmente del agua que se encuentra atrapada en el yacimiento y del uso de métodos de recuperación de petróleo secundario como la inyección de agua. Esta agua puede encontrarse como agua libre, emulsionada o disuelta, su presencia genera problemas ya que promueve la formación de emulsiones estables que dificultan la separación de fases aumentando los costos de tratamiento. (Speight,2014).

Además, el agua genera corrosión en los equipos que están involucrados para la refinación del petróleo crudo como tuberías, tanques y torres de destilación especialmente cuando esta agua está acompañada de gases como el H_2S y de sales disueltas. (Meyers,2004).

Sales inorgánicas.

Las sales disueltas en el agua presente en el petróleo están compuestas principalmente por Cloruro de sodio ($NaCl$), Cloruro de calcio ($CaCl_2$), Cloruro de magnesio ($MgCl_2$), estas sales son peligrosas durante el proceso de destilación ya que las altas temperaturas hacen que se

descompongan estas sales y generen ácido clorhídrico (HCl), un compuesto altamente corrosivo para los equipos metálicos. (Lake,2014).

Otras impurezas que puede contener el petróleo son **sólidos** inorgánicos como arena, óxidos metálicos y arcillas y óxidos orgánicos como asfáltenos, resinas o parafinas de alto peso, estos solidos tienen su origen en el arrastre desde la formación geológica o se forman por reacciones físico-químicas durante la producción y almacenamiento. (Speight,2014).

La presencia de agua y sales en el petróleo crudo representan un desafío técnico y económico para Pemex, es importante considerar su remoción mediante procesos como la deshidratación, la desalación siendo esto de fundamental importancia para proteger a los equipos involucrados en la refinación del petróleo, optimizar los procesos de refinación y cumplir con los estándares internacionales de calidad.

1.6. Efectos de las impurezas en el petróleo crudo.

Las impurezas afectan negativamente la calidad del petróleo crudo y reducen el rendimiento de los productos útiles como gasolinas, diésel o queroseno, un crudo con alto contenido de agua, sales requiere un mayor tratamiento previo, lo cual aumenta el costo en el proceso de refinación y reduce la rentabilidad. (Speight,2014).

Su eliminación del agua y de la sal en el crudo no solo mejora la eficiencia del procesamiento y la calidad del crudo, sino que también protege la integridad de los equipos y reduce el costo de mantenimiento, por ello los procesos de deshidratación y desalación son fundamentales antes de refinar el petróleo.

Principales efectos negativos de la presencia de agua en el petróleo. (Meyers,2004).

- ❖ Formación de emulsiones estables: El agua en combinación con asfáltenos y resinas que contenga el crudo, pueden generar emulsiones difíciles de romper lo que complica su separación y aumenta el costo de tratamiento.
- ❖ Corrosión en equipos: La presencia de agua en contacto con gases ácidos como el H₂S genera ambientes altamente corrosivos que atacan las superficies metálicas de tuberías y equipos.
- ❖ Contaminación el petróleo: El contenido de agua reduce el valor comercial del petróleo y afecta la calidad de los productos finales.

Principales efectos negativos de la presencia de sales en el petróleo. (Lake,2014).

- ❖ Corrosión severa por formación de HCl: Al someter el crudo en las torres de destilación los cloruros presentes se descomponen y reaccionan con el agua, generando ácido clorhídrico (HCl) este ácido es altamente corrosivo para los metales de los equipos.
- ❖ Incrustaciones y taponamientos: Las sales precipitan en zonas de baja temperatura o alta presión formando depósitos sólidos que afectan el flujo y transferencia de calor.
- ❖ Interferencia en procesos catalíticos: Los residuos de sales contaminan los catalizadores utilizados en procesos como el cracking, reduciendo la eficiencia y el tiempo de vida de estos catalizadores.

1.7. Proceso de refinación del petróleo crudo.

El petróleo crudo no tiene uso es por eso que se somete a un proceso de conversión de energía primaria a secundaria llamado refinación. El objetivo principal del proceso de refinación es separar los diferentes componentes del petróleo crudo para aprovecharlos de manera eficiente y segura, al mismo tiempo busca mejorar la calidad del crudo eliminando impurezas como azufre, nitrógeno y compuestos metálicos generando productos que cumplan con la normatividad ambiental y las especificaciones comerciales.

A continuación, se enlista la metodología principal involucrada en el proceso de refinación de petróleo.

- ❖ Tratamiento inicial: El petróleo crudo pasa por un tratamiento inicial de desalado y deshidratación en donde se eliminan sales, agua y sedimentos para evitar la corrosión en los equipos por los que va a pasar posteriormente, formación de incrustaciones, envenenamiento de los catalizadores.
- ❖ Destilación atmosférica: El crudo se calienta y entra en una columna de destilación atmosférica donde se separan productos por puntos de ebullición las fracciones más ligeras suben y las más pesadas bajan. (Gases ligeros (GLP), TLCAN (materia prima para la gasolina), Queroseno (Combustible para aviones), Gasóleo liviano y pesado y residuos atmosféricos).
- ❖ Destilación a Vacío: El residuo atmosférico se somete a presión reducida para evitar el craqueo térmico de esta destilación se obtienen (Gasóleo de vacío y residuos de vacío (materia prima para unidades de conversión)).
- ❖ Conversión catalítica y térmica: Aquí es donde se mejora el valor de los productos pesados mediante los siguientes procesos:
 - *FCC (Craqueo Catalítico Fluidizado): Convierte los gasóleos pesados en gasolinas, GLP, Olefinas.

*Hidrocracking (HCU): Usa hidrogeno para romper las cadenas y producir diésel y queroseno.

*Coquización (Unidad de coquización): Convierte residuos de vacío en naftas, gasoil y coque.

- ❖ Reformado y tratamiento: Este paso tiene como objetivo mejorar la calidad de los productos intermedios y eliminar impurezas como el azufre, nitrógeno y metales, que son perjudiciales para el medio ambiente.

*Reformado catalítico (Platforming): Procesa naftas ligeras y medianas provenientes de la destilación atmosférica y obtiene componentes de alto octanaje para la producción de gasolina (Aromáticos BTX como el benceno, tolueno y Xileno).

- ❖ Isomerización/Alquilación: Este paso se busca producir gasolinas con mayor octanaje y mejor desempeño.

*Isomerización: Usualmente se utiliza para conseguir un mejor octanaje, mejorar las naftas livianas.

*Alquilación: Une olefinas ligeras para formar componentes ideales para la producción de gasolina.

- ❖ Unidades de tratamiento: Estos tratamientos son críticos para cumplir con las regulaciones ambientales y asegurar la calidad de los combustibles. Estos procesos generalmente se realizan juntos, en la misma unidad de procesamiento ya que comparten condiciones y catalizadores similares.

*HDS(Hidrodesulfuración). Elimina el azufre de gasóleos, naftas o queroseno inyectando hidrogeno a alta temperatura y presión junto con un catalizador.

*HDN(Hidrodinitrogenación). Elimina Nitrógeno

*Endulzamiento. Convierte compuestos azufrados malolientes como mercaptanos en disulfuros no oloroso.

- ❖ Mezclado: Se combinan fracciones refinadas para cumplir con las especificaciones del mercado produciendo gasolina, diésel, gas fuel, fuel oil, lubricantes.

- ❖ Almacenamiento: Los productos finales se almacenan y se distribuyen a través de oleoductos, camiones cisterna, etc.

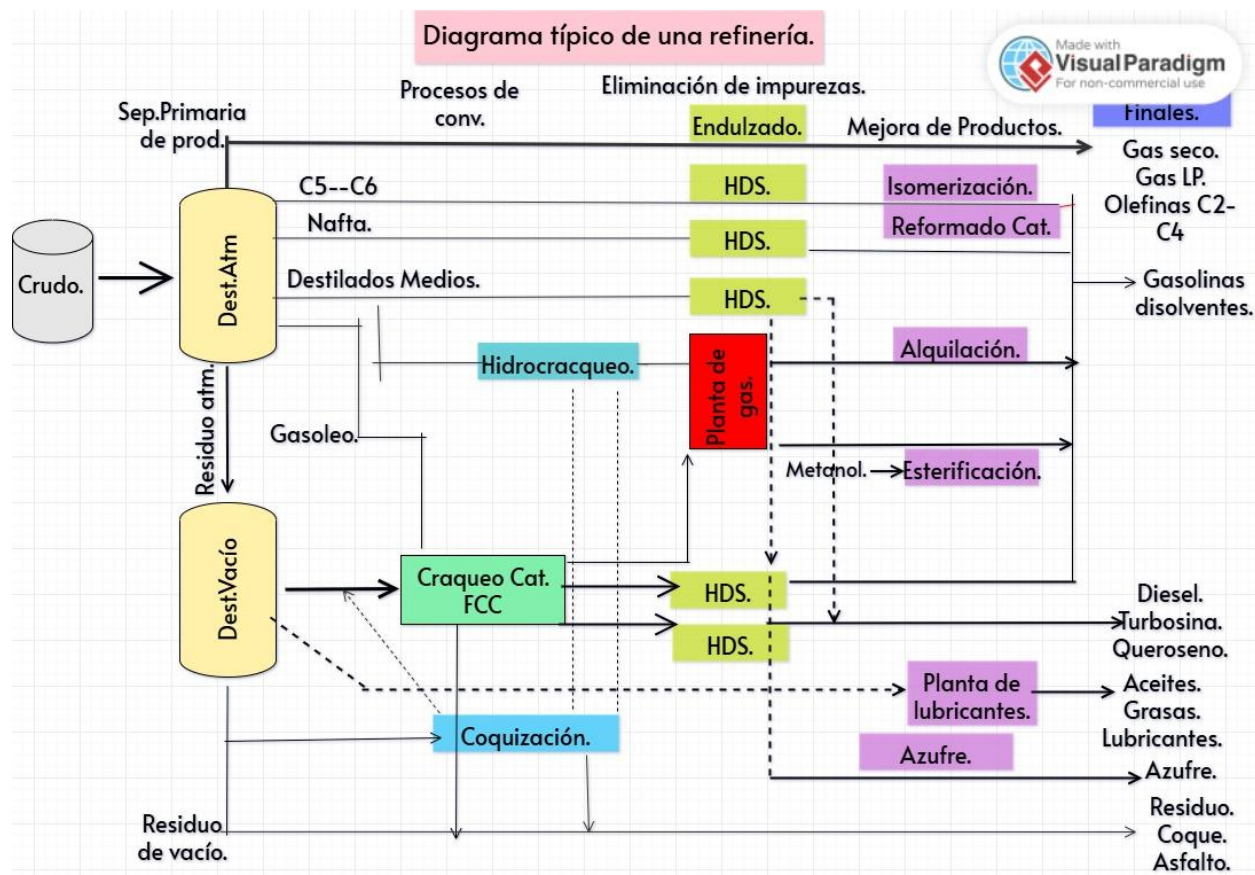


Ilustración 1. Diagrama Típico para la refinación de crudo. Fuente: Elaboración Propia.

1.7.1. Daños provocados por la presencia de agua sales en equipo y proceso de refinación.

La presencia de estas impurezas en el petróleo crudo representa un problema crítico que afecta directamente la integridad de los equipos, la eficiencia operativa. Los daños provocados son la corrosión ya que el agua presente en el crudo actúa como vehículo para disolver sales principalmente como cloruros de sodio (NaCl), Calcio (CaCl₂) y magnesio (MgCl₂), en zonas de calentamiento estas sales se descomponen y generan ácido clorhídrico (HCl) provocando corrosión acida severa en columnas de destilación, tuberías, intercambiadores y sistemas de reflujo estas corrosiones se presentan como ataques localizados especialmente en uniones, codos y zonas de bajo flujo.

Las sales pueden precipitarse en superficies calientes formando depósitos sólidos e incrustaciones que hacen que reduzca el área de transferencia de calor, provocando taponamientos y sobrecargas mecánicas afectando la eficiencia del proceso. La presencia combinada de agua y sales puede acelerar el desgaste de bombas, válvulas, sellos mecánicos y demás equipos involucrados en el refinamiento del petróleo incrementando gastos por el

mantenimiento correctivo y preventivo, paradas no programadas, remplazo de equipo y limpieza química frecuente. (Ramos Capote, 2018)

El impacto que tienen estas impurezas en la refinación se basa en una disminución de la eficiencia ya que agua puede formar emulsiones estables con el petróleo, dificultando la separación de fases esto provoca que un exceso de sales esté presente en el proceso de destilación, ocasionando que los metales presentes en las sales al no ser eliminados puedan depositarse sobre los catalizadores y reducir su actividad en procesos como Craqueo catalítico (FCC) o en el reformado catalítico. (Proaño López, 2019).

1.7.2. Refinerías en México.

Actualmente en México hasta el 2025 se cuenta con 7 refinerías. (López,2021).

1. Refinería Madero: La primera refinería fue abierta en 1914 ubicada en Tamaulipas de nombre Ing. Francisco I. Madero con una capacidad instalada de 190,000 bpd esta refinería fue rehabilitada en el año 2022 y sus principales productos son gasolinas, diésel y asfaltos.
2. Refinería Salamanca: Abierta en 1950 de nombre Ing. Antonio M. Amor ubicada en Guanajuato con una capacidad instalada de 245,000 bpd los principales productos de esta refinería son la gasolina, diésel, gas licuado de petróleo en la actualidad esta refinería se ha visto afectada debido a problemas de mantenimiento.
3. Refinería Minatitlán: Abierta en 1956 en Veracruz de nombre Gral. Lázaro Cárdenas con una capacidad instalada de 285,000 bpd los principales productos de esta refinería son diésel, gasolinas, asfalto y combustóleo esta refinería es clave para el sureste mexicano y fue modernizada recientemente.
4. Refinería Tula: Abierta en 1976 en Hidalgo con una capacidad instalada de 315,000 bpd es una de las refinerías más grandes y sus principales productos son gasolina, Diesel, turbosina y combustóleo.
5. Refinería Salina Cruz: abierta en 1979 de nombre Ing. Antonio Dovalí Jaime es la refinería numero 2 con mayor capacidad instalada cuenta con 330,000 bpd está ubicada en Oaxaca sus principales productos son gasolina, turbosina, diésel.
6. Refinería Cadereyta: Abierta en 1979 en Nuevo León de nombre Ing. Héctor R. Lara Sosa con una capacidad instalada de 275,000 bpd sus principales productos son gasolina, diésel y asfaltos es considerada como una de las refinerías más equipada, automatizada y con procesos más sofisticados.

7. Refinería Dos Bocas: Abierta en 2022-2024 la refinería olmeca dos bocas está ubicada en Paraíso Tabasco con una capacidad instalada de 340,000 bpd (como meta) aún se encuentra en la integración de algunos procesos los principales productos son gasolina, diésel, turbosina, petroquímicos.

México tiene esas 7 refinerías y son fundamentales para la seguridad energética y la autosuficiencia del país, aunque en la actualidad a pesar de que se tiene una capacidad instalada total de 1.6 millones de bpd la mayoría de estas refinerías fueron construidas antes del año 2000 por lo que ya resultan a veces ser obsoletas y necesitan de nuevas reconfiguraciones para seguir siendo eficientes ya que en la actualidad las refinerías mexicanas solo operan muy por debajo de la capacidad total instalada operando alrededor del 40-50% debido a un mantenimiento deficiente, falta de modernización, paros operativos frecuentes, cuellos de botella a causa de esto México ha tenido que verse en la necesidad de importar mayor cantidad de gasolina y diésel extranjero.

Influencia de agua y sal presentes en la calidad de productos finales derivados del petróleo crudo.

La presencia de agua y sales en el petróleo crudo representa un factor crítico que afecta la calidad de los productos refinados como la gasolina, el Diesel, el queroseno y otros productos refinados o productos que se utilizan como materias primas provenientes de la refinación, si estas impurezas no son eliminadas eficazmente mediante un pretratamiento del petróleo crudo con ayuda de la deshidratación y desalado pueden tener consecuencias técnicas y comerciales importantes. En primer lugar, el agua presente y sales se ven arrastradas hacia las fracciones destiladas provocando una contaminación directa que altera propiedades críticas como el índice de acidez, la estabilidad térmica, el contenido de metales y la pureza del producto, comprometiendo el cumplimiento de las especificaciones establecidas por normas internacionales, afectando negativamente la calidad y el valor comercial de los productos provenientes del refinado de petróleo.

Además, el contenido de agua en los productos refinados ocasiona corrosión en sistemas de almacenamiento y transporte lo que genera contaminación adicional provocando un incremento en los costos de almacenamiento y reducir el tiempo de vida de la infraestructura. Por otro lado, los metales presentes en las sales como el (Sodio, Calcio y Magnesio), es por ello que una adecuada remoción de agua y sales durante el pretratamiento es esencial para garantizar la

obtención de productos de alta calidad que cumplan con los estándares del mercado y del ambiente. (Ramos Capote, 2018).

1.8. Principios e Importancia de la deshidratación y desalación del petróleo crudo.

En los primeros días de la industria del petróleo la refinación era un proceso primitivo, el crudo se extraía de los yacimientos y se sometía a una destilación simple para separar los diferentes productos durante esta etapa el control de las impurezas como el agua y sales no eran de importancia y por lo tanto los métodos para su eliminación eran casi nulos, la forma que se implementaba para quitar el agua libre del crudo era por asentamiento gravitacional el cual en la actualidad se conoce que no era eficiente para eliminar el agua emulsionada ni las sales disueltas. La deshidratación y el desalado de petróleo crudo comenzaron a implementarse de manera sistemática a partir de 1930, cuando el crecimiento de la demanda de productos derivados del petróleo y el desarrollo de procesos más ligeros requerían de materias primas más limpias y libres de impurezas (Corporación Financiera Internacional, 2007).

En 1930 la necesidad de productos de mayor calidad como combustibles más puros y productos químicos provenientes del petróleo impulso a la implementación de la deshidratación y el desalado mediante la desalación electrostática empleado campos eléctricos para separar las gotas de agua emulsionadas en el crudo este método mostro una mejora significativa sobre el método tradicional de asentamiento gravitacional y para romper las emulsiones de agua se comenzó a utilizar desemulsionantes y aditivos que ayudaban a romper las emulsiones de agua en el crudo.

Con el desarrollo de los procesos más avanzados como el hidrogenación y el reformado catalítico en 1960 la deshidratación y el desalado se volvieron fundamentales para producir productos con mayor calidad y menos impurezas durante esa época la corrosión causada por las sales y la desactivación de los catalizadores debido a impurezas en el crudo se convirtió en un problema cada vez más crítico ocasionando que para 1990 estos procesos no solo fueran vistos importantes para mejorar la eficiencia operativa y la calidad de los productos sino que también era cruciales para cumplir con las medidas regulatorias ambientales que limitaban la liberación de contaminantes como metales pesados provenientes de las sales que se encontraban en el crudo.

Hoy en día la deshidratación y el desalado de petróleo han tenido una considerable optimización, eficiencia energética, reducción de residuos y sostenibilidad ambiental, la mayoría de las refinerías emplean procesos avanzados para reducir el uso de agua y minimizar el consumo

energético. Además, las nuevas tecnologías de tratamiento de aguas residuales permiten recuperar el agua utilizada en el proceso de desalado de petróleo, las unidades de desalado y deshidratación se encuentran ya automatizadas con sistemas de monitoreo en tiempo real para garantizar la máxima eficiencia en la eliminación de impurezas. (González,2017).

1.10. Métodos para determinar el contenido de agua en el petróleo crudo.

El contenido de agua en el petróleo crudo se expresa en %V y se determina utilizando métodos estándares los más utilizados son:(API,2017).

1.Metodo de centrifuga (API MPMS 10.44/ASTM D4007): Este método es rápido, práctico y requiere equipo simple.

Procedimiento.

-Se toma una muestra representativa del crudo.

-Se mezcla con un solvente normalmente Xileno o tolueno que tiene como objetivo reducir la viscosidad, esta mezcla posteriormente se introduce a una centrifuga previamente calibrada al centrifugar se separan 3 fases: Petróleo, agua y sedimento.

-Se mide directamente el volumen de agua y sedimento depositado en el fondo del tubo y se expresa en % de acuerdo a la muestra.

2.Destilacion por arrastre de vapor (ASTM D95): Este método se usa cuando se quiere tener una mayor precisión y cuando se le desea hacer la prueba a algún crudo pesado o con bajo contenido de agua debido a su alta precisión.

Procedimiento.

-El petróleo crudo se debe calentar con un solvente inmiscible con agua que normalmente es xileno.

-El vapor arrastra el agua hasta un recipiente de recolección donde el agua que es separada por densidad se le mide su volumen.

3.Metodo de Karl Fischer (ASTM D4928): Este método es el más óptimo para crudos que son conocidos por su baja concentración de agua por su precisión en niveles bajos y alta sensibilidad.

Procedimiento.

-Se toma una muestra representativa, se calienta para poder extraer el agua.

-Se mide químicamente el contenido por reacción con el reactivo Karl Fischer.

-El resultado después de la reacción es muy preciso y es expresado en ppm o %.

1.11. Métodos para determinar el contenido de sal en el petróleo crudo.

1. Metodo ASTM D3230. Medicion por conductividad eléctrica: Este método es el más utilizado en la industria debido a su practicidad y rapidez, en este método la sal disuelta en el agua que está en el crudo conduce electricidad, se mide la conductividad de la muestra calentada a una temperatura estándar 90°C, se convierte la lectura en contenido de sal en mg/L o lb/1000 bbl. (ASTM,2017).

2. Metodo ASTM D6470. Metodo de lavado y análisis de cloruros: Este método consiste en tomar una muestra representativa del crudo la cual se deberá mezclar con agua destilada o desionizada caliente para extraer las sales presentes principalmente cloruros y se deberá tener en reposo a esta mezcla o utilizar una centrifuga para separar el agua del petróleo, a el agua separada o agua lavada se le mide el contenido de cloruros por titulación Mohr o ion selectivo, a partir de este dato y del volumen de agua se calcula el contenido de sal equivalente presente en el petróleo crudo. (Rivero,2005).

1.12. Límites permisibles para el contenido de agua y sal en petróleo crudo en México.

Actualmente en México los límites permisibles sobre el contenido de sal y agua en el petróleo crudo del país son establecidos por PEMEX, tomando en cuenta criterios técnicos, operativos y comerciales, estos límites tienen como objetivo garantizar la calidad del petróleo crudo en todas sus etapas: Durante el procesamiento, transporte hasta la comercialización del crudo, así como proteger los equipos que participan en cada uno de los procesos de producción y refinación evitando problemas operativos, corrosión de equipos y ayudando a que no exista pérdida de eficiencia.

Contenido de agua (BS&W-Basic Sedimente and Water): El límite permisible para el contenido de agua en un petróleo crudo mexicano es de 0.5% en volumen, este % incluye tanto el agua en su forma libre como los sedimentos básicos que se pueden encontrar en la corriente de crudo y representa este % el estándar aceptado por PEMEX para el transporte y recepción de petróleo crudo mexicano en sistemas de recolección. Almacenamiento y exportación. La importancia de tener este tipo de regulación a pesar de que no existe una Norma Oficial Mexicana que aborde estos límites permisibles el seguir estos parámetros son fundamentales ya que la presencia en un alto porcentaje de agua en un crudo puede provocar problemas en todo el proceso desde la

producción como la formación de emulsiones que resultan difíciles de separar y provoca un aumento de los costos de tratamiento del crudo y al no hacerlo provoca una corrosión en equipos y tuberías, eso sin tener en cuenta que un mayor porcentaje de contenido de agua reduce el valor comercial del crudo ya que el comprador estaría pagando por una mezcla de hidrocarburos menos pura. (PEMEX,2017).

El límite de 0.5% para el contenido de agua en petróleo crudo que utiliza PEMEX y otras compañías del mundo no es arbitrario, este valor está basado en un consenso técnico e industrial en el mundo, y en criterios operativos y económicos que aseguran un equilibrio entre la viabilidad del tratamiento del crudo, la protección de los equipos durante el proceso de transporte y refinación y la aceptabilidad comercial del producto, este valor proviene de estándares aceptados en la industria petrolera como en API (American Petroleum Institute) donde se suele aceptar para la comercialización de crudo hasta el 0.5% de BS&W. (API,2016).

El método ASTM D4007 es un método estándar para determinar el contenido de agua libre y emulsionada, sedimentos suspendidos en petróleo crudo que expresa el valor de 0.5% para establecer el estándar de aceptación de crudo. Este límite de 0.5% ha sido adoptado por compañías como PEMEX, ExxonMobil, Chevron, Shell, Saudi Aramco, etc. por qué es lo suficiente bajo para evitar problemas graves de corrosión y transporte, pero lo suficiente para que sea viable su separación, PEMEX lo estableció en sus especificaciones técnicas internas tomando en cuenta la capacidad de las plantas de tratamiento de crudo (PTC) para deshidratar el petróleo hasta ese nivel, también considero los requisitos de sus refinerías como Salamanca, Tula, etc que están diseñadas para aceptar crudo hasta con 0.5% y por último pero no menos importantes debido a normas internacionales de exportación que los clientes exigen. PEMEX ha adoptado este valor para estandarizar la calidad del crudo entregado y al mismo tiempo minimizando riesgos y optimizando su sistema de operación y transporte. (ASTM International,2020).

Contenido de sal (Sales totales NaCl, MgCl₂, CaCl₂): El contenido de sal en un crudo mexicano está regulado con un límite permisible de 10lb por cada 1000 barriles lo que equivale a 3.5mg/L, las sales presentes en el petróleo provienen del agua y su composición principal es el cloruro de sodio pero también pueden encontrarse sales como el cloruro de magnesio o el cloruro de calcio, durante la refinación estas sales pueden descomponerse a altas temperaturas y liberar el ion cloruro que al reaccionar con la humedad forma ácido clorhídrico (HCl) un ácido altamente corrosivo que provoca daños graves a equipos que participan en este proceso como hornos, intercambiadores de calor, torres de destilación y tuberías, por estos motivos el mantener

el contenido de sal por debajo de los límites es de suma importancia para asegurar la protección y el alargar el tiempo de vida de los equipos, la eficiencia y durabilidad.

En la actualidad tampoco existe una Norma Oficial Mexicana que regule específicamente el contenido de sal permitido en el crudo mexicano, pero este límite de 3.5mg/L que establece PEMEX se adoptó debido a varios factores técnicos y económicos que se alinearon a estándares internacionales como los de API y ASTM International como la ASTM D3230 que establece el método de medición del contenido de sal en petróleo crudo utilizando técnicas de conductividad y el 3.5 mg/L se establece como el máximo recomendado para la venta de petróleo crudo en el mundo ya que el exceso de sal puede provocar corrosión en los equipos de refinación y afecta de la misma manera a los equipos de transporte de crudo. (ASTM International,2020).

Otro parámetro que se toma en cuenta es el de API RP 5L2, API también establece practicas recomendables para el transporte de petróleo y se menciona en ellas que el contenido de sal para el transporte de petróleo debe estar por debajo de 3.5mg/L para evitar los problemas de corrosión. (API,2016).

PEMEX, al ser una empresa mexicana encargada de producción, transporte y comercialización de petróleo crudo en Mexico, ha establecido dentro de sus especificaciones internas límite de sal permisibles similares a los de estos estándares internacionales estableciendo 3.5mg/L de sal disuelta en crudo mexicano estandarizando este valor para los contratos internacionales que tiene que le permite garantizar la calidad del crudo durante su transporte y refinación así como proteger los equipos que participan en la refinación evitando costos adicionales derivados de la corrosión.

Tabla 3. Límites permisibles de agua y sal en crudo en el mundo.

País.	Límite de agua (% Vol.)	Límite de sal (mg/L o lb/1000bbl)	Referencia-Norma.
México (PEMEX).	≤ 0.5%	≤ 10 lb/1000 bbl (≈ 3.5 mg/L)	Especificaciones internas de PEMEX.
Estados Unidos.	≤ 0.5%	≤ 3–10 lb/1000 bbl	API/ASTM (D4007, D3230)
Arabia Saudita (Aramco).	≤ 0.5%	≤ 3 mg/L	Saudi Aramco Quality Specs.

Venezuela (PDVSA).	$\leq 1.0\%$	$\leq 10\text{--}15 \text{ lb}/1000 \text{ bbl}$ (dependiendo del tipo de crudo)	Especificaciones técnicas de PDVSA.
Colombia (ECOPETROL).	$\leq 0.5\%$	$\leq 10 \text{ lb}/1000 \text{ bbl}$.	Especificaciones de comercialización.
Rusia.	$\leq 0.5\%$	$\leq 7\text{--}10 \text{ mg}/\text{L}$	GOST (Estándares estatales rusos).
Nigeria	$\leq 0.5\%$	$\leq 3\text{--}5 \text{ mg}/\text{L}$	Especificaciones para exportación.

1.13. ¿Por qué se realiza primero la deshidratación antes que la desalación?

La deshidratación y la desalación de petróleo crudo son técnicas que se realizan por separado, pero son complementarias y deben aplicarse de forma consecutiva e incluso ambos métodos requieren equipos similares pero cada una de ellas tiene un objetivo distinto y condiciones específicas.

Para el procesamiento primario o el pretratamiento del petróleo crudo lo primero que se debe de hacer es la deshidratación del petróleo antes que la desalación por razones técnicas y operativas, principalmente es porque la mayor cantidad de las sales presentes en el petróleo crudo se encuentran disueltas en el agua por esta razón es necesario remover el agua libre y parte del agua emulsionada antes de la desalación, si no se llegara a realizar el proceso de esta forma el proceso de desalación seria ineficaz ya que las sales seguirían presentes en el agua que permanece en el petróleo.

La deshidratación siempre debe de realizarse antes de la desalación para maximizar la eficiencia del tratamiento del petróleo, minimizar los costos de operación haciendo más efectiva tanto la eliminación de agua como de sal, mejorando la calidad del petróleo.

Otro motivo para realizar primero la deshidratación es que, al quitar el contenido de agua, se disminuye la viscosidad del petróleo y se facilita la posterior mezcla con el agua que en algunos tipos de desalación se ocupa, mejorando esto la transferencia de masa y la eficiencia del lavado para quitar las sales. (Mendoza,2018).

Capítulo 2. Deshidratación del petróleo crudo.

La deshidratación del petróleo crudo es fundamental en el proceso de producción ya que permite remover el agua presente en diferentes formas, minimizando los riesgos operativos, la corrosión de los equipos, la formación de emulsiones estables y evitando costos extras en etapas posteriores como el transporte. En este capítulo se analizan los distintos tipos de agua presentes en el petróleo crudo, el fenómeno de las emulsiones, y presenta una revisión de los métodos tradicionales y modernos utilizados para su separación, como la sedimentación, el tratamiento térmico, el uso de productos químicos, procesos mecánicos y electrostáticos. También se abordan los factores que influyen en la eficiencia de la deshidratación, la tecnología de Electrocoalescencia, una comparación entre métodos y los principales equipos empleados en esta operación en este capítulo se busca conocer, comprender los procesos de deshidratación tomando en cuenta sus ventajas y desventajas para tener un criterio de que tipo de deshidratación es la más adecuada actualmente.

2.1. Definición y objetivo de un deshidratado de petróleo.

El deshidratado de petróleo crudo es un proceso fisicoquímico mediante el cual se remueve agua libre y emulsionada contenida en el petróleo, con el fin de cumplir las especificaciones de calidad requeridas para el transporte, almacenamiento, refinación y exportación de un crudo, el agua puede encontrarse en forma libre o como emulsiones y su presencia afecta negativamente la eficiencia operativa y el tiempo de vida de los equipos.

“La deshidratación es el proceso de separación del agua presente en el crudo, ya sea en forma libre o emulsificada, mediante métodos térmicos, químicos, mecánicos o eléctricos”
(Sjoblom,2001).

El objetivo principal de un deshidratado de petróleo es reducir el contenido de agua a niveles permisibles que en la actualidad en México se según especificaciones de PEMEX se busca el $\leq 0.5\%$ vol. Para evitar la corrosión en tuberías y equipos de procesamiento, prevenir la formación de emulsiones que dificulten el tratamiento posterior, reducir el volumen total transportado y procesado reduciendo y optimizando costos y sobre todo el cumplir con las especificaciones comerciales exigidas por refinerías o clientes internacionales.

“El objetivo de la deshidratación de crudo es eliminar suficiente agua para evitar problemas de transporte, almacenamiento y procesamiento en refinería. (Arnold y Sterwart,2008).

2.1.1. Agua en forma libre en el petróleo crudo.

El agua puede estar presente en diferentes formas físicas en el petróleo crudo, una de ellas es el agua en forma libre esta se refiere al agua que no se encuentra unida físicamente en el petróleo ni estabilizada en forma de emulsión y por lo tanto puede separarse fácilmente por medios mecánicos o gravitacionales debido a la diferencia de densidades entre ambas fases (agua y petróleo). (Arismendi,2014).

Se considera libre porque no forma parte de una emulsión y no está atrapada en gotas microscópicas suspendidas en la fase del crudo, visualmente esta agua puede observarse en los equipos como una capa líquida inferior.

Este tipo de agua existe con el crudo como una fase continua y se deposita rápidamente en el fondo de tanques o separadores debido a la diferencia de densidad entre ambas fases, este tipo de agua proviene generalmente del agua de formación utilizada para mantener la presión del yacimiento o del agua asociada al proceso de extracción, por lo cual su presencia es inevitable, pero su separación rápida es posible. La remoción de agua libre es el primer paso en el proceso de deshidratación y normalmente se realiza en separadores trifásicos, tanques de reposo o tratadores térmicos, su adecuada eliminación evita el arrastre excesivo de agua hacia las siguientes etapas del tratamiento y reduce el consumo de químicos Desemulsificantes y energía térmica en procesos posteriores si no se elimina adecuadamente contribuye a la corrosión e incrementa el volumen total transportado. (Castillo,2011).

2.1.2. Emulsiones en el petróleo crudo.

Las emulsiones en el petróleo crudo son mezclas heterogéneas formadas por gotas microscópicas de agua dispersas en la fase continua del petróleo crudo(emulsiones tipo agua en aceite),estas emulsiones son estabilizadas por agentes naturales presentes en el petróleo crudo como lo pueden ser (asfaltenos,ceras,arcillas finas, asfáltenos y sólidos en suspensión),este tipo de emulsiones son las más indeseables porque ocasionan dificultad en los procesos de deshidratación,desalación,transporte y refinación del petróleo. Las emulsiones se forman principalmente durante el manejo del crudo que es cuando existe una agitación mecánica debido al uso de bombas, válvulas o líneas de flujo pero también pueden formarse debido a condiciones físicas y químicas que favorecen la estabilidad entre las fases estas pueden ser la tensión interfacial esta tensión representa la resistencia que existe entre las moléculas del agua y las del petróleo para mezclarse(cuando mayor es la tensión interfacial es más difícil que el agua y el crudo formen emulsiones ya que hay una separación bien definida entre fases),por otro lado cuando la tensión interfacial es baja es más fácil que gotas de agua queden atrapadas en el

crudo, formando así emulsiones. Los factores de los cuales depende esta condición es la composición del crudo ya que la resina, asfáltenos, etc. actúan como agentes emulsificantes naturales que reducen la tensión interfacial, la ruptura de estas emulsiones requiere superar la tensión interfacial con ayuda de procesos como el calentamiento, la inyección de Desemulsificantes o el uso de campos eléctricos para poder reducir la tensión interfacial y promoviendo la separación del agua en el petróleo.

Existen dos tipos de emulsiones presentes en el petróleo crudo que es la emulsión de agua en aceite (w/o) este tipo de emulsión es más común y más difícil de romper, el otro tipo de emulsión es la de aceite en agua(o/w) esta emulsión es menos frecuente y suele presentarse cuando existe una alta producción de agua. Ilustración 2. Tipos de emulsiones en el petróleo crudo.

Otro punto a considerar es la estabilidad de las emulsiones refiriéndose esta al tiempo que puede mantenerse una emulsión si que ocurra una separación de fases es decir decantación del agua o del petróleo crudo, estas emulsiones se clasifican según su estabilidad relativa que es representada en la Tabla 4. Para realizar la medición de esta estabilidad de las emulsiones se realiza una prueba de suma importancia donde se mide su estabilidad con el uso del estándar que es el ASTM 4007 donde se determina el agua y los sedimentos de fondo en una emulsión.

Tabla 4. Estabilidad de las emulsiones. (González, 2015).

Emulsiones Inestables.	Son aquellas emulsiones que son fáciles de tratar con ayuda de la gravedad o con el uso de calor moderado y su tiempo de separación es muy rápido.
Emulsiones moderadamente estables.	Se trata de emulsiones que pueden mantenerse estables durante un mayor

	tiempo (horas o incluso días) y para separarlas requiere de una mayor aplicación de calor y la ayuda de Desemulsificantes químicos.
Emulsiones altamente estables.	Son emulsiones que permaneces sin separación visible durante semanas o incluso más tiempo y requieren métodos avanzados como la Electrocoalescencia o formulaciones químicas específicas.

El tratamiento de ambos tipos emulsiones requiere técnicas específicas como la aplicación de calor, el uso de Desemulsificantes, procesos electrostáticos o coalescencia, etc. (Sjoblom,2001).

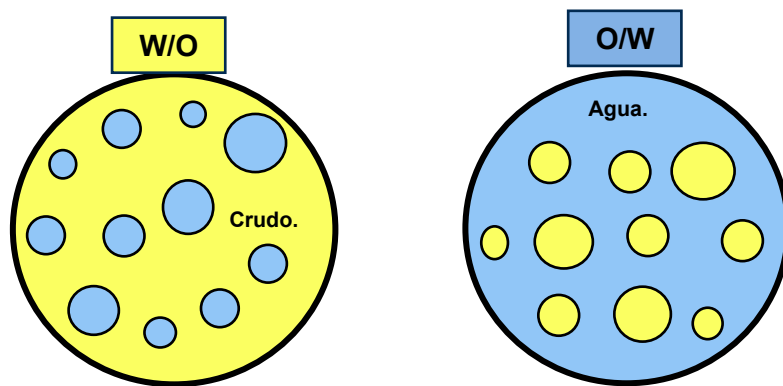


Ilustración 2. Tipos de emulsiones en el petróleo crudo. Fuente: Elaboración propia.

Las consecuencias que traen estas emulsiones estables en el crudo son el aumento de agua en el crudo que se comercializa haciendo que se tenga dificultad o que incluso no se cumpla con las especificaciones de calidad requeridas, mayor uso de productos químicos y energía para poder romperlas elevando los costos de tratamiento del crudo. (Arismendi,2014).

2.1.2.1. Tratamiento de las emulsiones.

El tratamiento de las emulsiones en petróleo crudo tiene como propósito propiciar el rompimiento de la mezcla estable entre el agua y el crudo propiciando una separación de fases y al mismo tiempo busca reducir el contenido de agua y sedimentos hasta niveles aceptables para su transporte, almacenamiento o refinación, para tratar las emulsiones se debe considerar el tipo y estabilidad de la emulsión.

Existen 4 métodos principales de tratamiento para las emulsiones:

- ❖ **Tratamiento Térmico:** Este tratamiento consiste en calentar el petróleo crudo emulsionado ocasionando una reducción de viscosidad del crudo y la tensión interfacial lo que hace más fácil la coalescencia de gotas de agua durante este tipo de tratamiento la temperatura debe estar forzosamente controlada para evitar que existan pérdidas del petróleo crudo y prevenir la formación de depósitos sólidos.
- ❖ **Separación mecánica:** Para este tipo de tratamiento se requiere de tanques de sedimentación, separadores trifásicos e hidrociclones que permiten que las emulsiones se separen por diferencias de densidad.
- ❖ **Uso de emulsificantes químicos:** En este método se aplican productos químicos como surfactantes no iónicos que ayudan a desestabilizar las emulsiones debilitando la película que se ha formado entre el agua y el petróleo crudo, el uso de estos productos químicos permite que las gotas de agua se unen y se decanten más fácil para elegirlos se deben realizar pruebas en el laboratorio tomando en cuenta las características del petróleo crudo.
- ❖ **Tratamiento electrostático (Electrocoalescencia);** Este tratamiento utiliza campos de alta tensión que inducen a la unión de gotas de agua que se encuentran dispersas en el crudo, este tratamiento es muy eficiente para las emulsiones que son altamente estables y es el tipo de tratamiento que se realiza en instalaciones donde se trata el petróleo crudo pesado.

Existen factores que influyen en la eficiencia de los tratamientos los cuales implican la naturaleza química del crudo, el tamaño de las gotas de agua, la temperatura a la cual se lleva a cabo el proceso y la compatibilidad del Desemulsificantes que se haya elegido, el tratamiento de estas emulsiones en el petróleo crudo son de suma importancia ya que la presencia de estas emulsiones afecta negativamente la eficiencia operativa, la calidad del crudo y a los equipos disminuyendo su tiempo de vida, una buena estrategia del tratamiento de estas emulsiones permite maximizar la recuperación del crudo limpio y cumplir con las especificaciones de transporte y de comercialización con las que debe contar.(Speight,2014).

2.1.2.1.1.¿Cómo prevenir la formación de emulsiones de agua en el petróleo crudo?

Para prevenir la formación de estas emulsiones es necesario minimizar la agitación y la turbulencia durante la extracción, producción y manejo del crudo ya que estas condiciones serán favorables para que exista una dispersión de las gotas de agua, se debe generar una buena técnica de perforación y terminación para que el pozo de donde se extrae el petróleo no sufra

daños o estos sean los menores posibles y no sea necesario agregar químicos que hacen que se formen emulsiones estabilizándolas, además otra forma de prevenirlas es mantener los equipos en buen estado y cuando sea posible separar el agua mediante la deshidratación, otra manera es el precalentamiento del crudo esta manera reduce la viscosidad del crudo dificultando que las emulsiones se estabilicen.

2.2. Métodos tradicionales de deshidratación de petróleo crudo.

Los métodos tradicionales de deshidratación de petróleo crudo se basan en los principios físicos simples que ayudan a separar el agua libre del petróleo crudo, a pesar de que existen métodos con mayor eficiencia este tipo de métodos siguen utilizándose en instalaciones de producción primaria debido al bajo costo y facilidad de operación al aplicarlos, dentro de estos métodos tradicionales se encuentra la deshidratación por sedimentación (gravedad), la deshidratación térmica y la aplicación de deshidratación combinada de sedimentación y calor, sin embargo este tipo de métodos tradicionales son limitados por la efectividad cuando se requieren tratar emulsiones complejas por lo cual al tratar emulsiones complejas ya no deben de considerarse como opción puesto que ya existen métodos con tecnologías más avanzadas que ayudan a tratar este tipo de emulsiones complejas. (Speight, 2014).

2.2.1. Deshidratación por sedimentación (separación por gravedad).

La deshidratación por sedimentación o por gravedad es un método tradicional y sencillo que es utilizado para remover agua libre del petróleo crudo, el principio de este proceso se basa en la diferencia de densidades que existe entre el petróleo crudo y el agua, siendo el agua más densa y descendiendo hasta lograr separarse naturalmente del petróleo crudo que tiene una densidad menor cuando la velocidad con la que el petróleo crudo se mueve disminuye dando tiempo para que las gotas de agua más densas caigan al fondo por gravedad. (Kokal, 2005).

El principio de este tipo de deshidratación se basa en la ley de Stokes que nos habla de la velocidad a la que una gota de agua en este caso cae a través de un fluido viscoso (petróleo crudo), una deshidratación por sedimentación es más efectiva cuando existe una diferencia significativa de densidades, baja viscosidad y gotas de agua grandes. Para llevar a cabo una deshidratación por sedimentación se requieren de condiciones óptimas como el que se trate a un crudo liviano o mediamente viscosos esta condición es necesaria para que este tipo de deshidratación sea más efectiva, se requieren también temperaturas superiores a los 40°C para reducir la viscosidad y de preferencia este método se aplica cuando existe una ausencia o muy poca presencia de emulsiones de agua estables y por último se debe considerar el diseño del

separador para obtener una retención suficiente este tiempo va desde 1 o hasta 4 horas, el tiempo de retención es el tiempo en que el petróleo crudo permanece en el equipo de separación para permitir la deshidratación física entre el petróleo crudo y el agua. (Speight,2014).

Este tiempo es de suma importancia calcularlo para obtener una buena deshidratación existe una fórmula que se muestra en la ilustración 3. que nos expresa este valor en horas.

Ilustración 3. Tiempo de retención.

$$\text{Tiempo de retención (tr)} = \frac{\text{Volumen del tanque o separador}}{\text{Caudal de alimentación}}$$

Ejemplo de cálculo de tr. Un tanque tiene 200m³ y el flujo de entrada es de 120m³/h ¿Cuál sería el tiempo de retención?

$$\text{tr} = 200\text{m}^3 / 50\text{m}^3/\text{h}$$

$$\text{tr} = 4\text{h.}$$

Normalmente para la deshidratación por gravedad el tiempo de retención suele ser entre 1-4 horas para permitir que el agua pueda asentarse por gravedad y permita una buena deshidratación es indispensable el uso de un tanque o separador de dos fases estos equipos esta diseñados para disminuir la velocidad del flujo manteniéndola controlada, evitar turbulencias internas que son movimientos desordenados del flujo dentro del equipo que pueden impedir una sedimentación adecuada reduciendo la eficiencia de esta deshidratación por sedimentación o gravedad.(Lake,2006).

Una vez calculado el tiempo de retención se comienza con el proceso de deshidratación por sedimentación o gravedad se muestran los pasos a seguir.

La deshidratación por sedimentación se da cuando el agua que se encuentra libre en el petróleo crudo se separa de él, la gravedad hace que el agua decante al fondo del equipo separador debido a que el agua es más densa (1000kg/m³)y tiende a hundirse y quedar en el fondo mientras que el petróleo crudo queda en la parte de arriba por tener una densidad menor que la del agua (800-950kg/m³)dependiendo del contenido de hidrocarburos ligeros o pesados) a mayor contenido de hidrocarburos ligeros menor densidad y a mayor número de fracciones pesadas mayor densidad.

**Ingreso del
crudo al tanque.**

**Reducción de
velocidad de flujo.**

**Sedimentación.
Tiempo de ret.**



Ilustración 4. Deshidratación por sedimentación. Fuente: Elaboración propia.

1. Ingreso del crudo al tanque de sedimentación: Se ingresa el petróleo crudo a tratar que contiene agua libre a un tanque de sedimentación o separador por gravedad, se debe considerar el diseño para cuando entre el petróleo crudo se minimice la turbulencia para evitar el remezclado del agua con el uso de deflectores o tubos de entrada.

2. Reducción de la velocidad del flujo de crudo: Una vez dentro el petróleo crudo del tanque de sedimentación, el flujo se ralentiza para permitir que las gotas de agua se separen del crudo con ayuda de la gravedad.

3. Deshidratado por sedimentación: El agua se separa del crudo con ayuda de la gravedad y se debe considerar el tiempo de retención calculado ya que este es una clave importante para saber cuándo se ha llevado a cabo la sedimentación. Este tiempo de retención varía en relación al volumen y las condiciones.

4. Formación de fases: En este paso se forman distintas fases al someter al petróleo a un reposo.

-Arriba → Gaseosa. (Esta se forma en la parte superior por ser la más ligera y contiene gases que se encontraban disueltos en el petróleo (Metano, Etano, propano, etc.) o que ingresaron con el flujo de alimentación al separador (N_2 , CO_2 , etc.).

-En medio → Petróleo crudo.

-En el fondo → Agua.

5. Drenado de agua: El agua que fue decantada se purga periódicamente es decir cada cierto número de horas se abre la llave para sacar el agua ya que su acumulación puede reducir la capacidad útil del equipo, este drenado puede ser manual y la persona encargada decide cuando purgar según el nivel de agua o puede ser de forma automática mediante sensores y válvulas controladas.

¿Qué se hace con el agua que se obtiene del proceso de la deshidratación por sedimentación?

El agua que se libera de este tipo de deshidratación es conocida como agua de producción y debe de ser manejada correctamente ya que puede contener hidrocarburos, sólidos, compuestos químicos que fueron utilizados en el proceso de extracción, el destino del agua separada depende de varios factores y normas, la opción más común es el tratamiento de esta agua para posteriormente utilizarla como agua de reinyección para extraer de nuevo petróleo crudo ayudando al mantenimiento de la presión.(Lake,2006).

Otra alternativa es el tratamiento de la misma para su reutilización en procesos industriales como un sistema de enfriamiento o una caldera, pero para esta reutilización se requiere un tratamiento previo para eliminar hidrocarburos, sólidos suspendidos o sales disueltas.

Existe una tercera alternativa para este tipo de agua, pero es cada vez menos común debido a las regulaciones ambientales que existen y es que el agua sea descargada en cuerpos de agua o evaporada pero ya esta opción casi no se considera debido al alto impacto y riesgo ambiental que representa ya que este tipo de agua puede contener compuestos tóxicos o contaminantes. (Smith,2016).

2.2.1.1 Ventajas y desventajas de la deshidratación por sedimentación (separación por gravedad).

El uso de esta forma de deshidratación por sedimentación como método para eliminar el agua del petróleo crudo presenta ventajas y limitaciones que se tienen que tomar en cuenta cuando se busque implementar un sistema de deshidratación, la deshidratación por sedimentación o gravedad destaca por ser un método simple y de bajo costo, pero debe considerarse que se puede ver afectado por el tipo de crudo a deshidratar.

El uso de este tipo de deshidratación nos brinda ventajas como:

- ❖ **Bajo costo:** Esta deshidratación no requiere de equipos complejos ni productos costosos, lo que hace que sea de bajo costo operativo y de mantenimiento en caso que se busque implementar en refinerías con recursos económicos limitados.
- ❖ **Facilidad:** Esta deshidratación es muy sencilla ya que su principio es separar por diferencia de densidades siendo el agua más densa que el petróleo permitiendo una forma fácil, sencilla y confiable de separarla.
- ❖ **Pretratamiento:** Puede llegar a considerarse como una etapa de pretratamiento antes de aplicar métodos más complejos.

- ❖ No requiere energía externa: En la mayoría de deshidrataciones de este tipo no se requiere aplicar energía eléctrica o térmica adicional ya que este sistema funciona con la gravedad.
- ❖ Fácil escalabilidad: Los tanques de sedimentación que son utilizados pueden adaptarse en tamaño según la cantidad de petróleo crudo que se requiera deshidratar.

Pero al ser un método tradicional posee un poco más de desventajas, como se explican a continuación.

- ❖ Lenta eficiencia: Este proceso de deshidratación requiere tiempos largos de retención para que el agua pueda decantar correctamente, lo cual reduce la velocidad para procesar el crudo. Además, se considera que el este método cuenta con poca eficiencia ya que no es eficaz para separar agua emulsionada solo para agua libre.
- ❖ No sirve para emulsiones estables: Este tipo de deshidratación no es eficiente para remover el agua emulsionada de forma estable para este tipo de emulsiones se requieren procesos de deshidratación más complejos.
- ❖ Riesgo por turbulencias internas: Algunas veces por una inadecuada entrada del flujo ya sea por mal mantenimiento o por diseño inadecuado puede ocasionar que se dé la sedimentación y arrastrar agua con el crudo.
- ❖ Extensión de equipo: Los tanques de sedimentación son grandes e implica un gran tamaño de espacio que ocupan y esto puede ser un problema especialmente en refinerías o complejos que no tengan disponibilidad necesaria para deshidratar un mayor volumen de petróleo. (Arismendi,2014).

2.2.2. Deshidratación Térmica.

La deshidratación térmica de petróleo crudo es un método físico que busca elevar la temperatura del petróleo para lograr separar el agua que se encuentra en forma libre o en emulsiones inestables, este método es uno de los más antiguos y básicos para deshidratar el petróleo antes de su refinación, actualmente este método se combina con algunos más eficientes para obtener un petróleo crudo más limpio y adecuado para poder ser transportado, pero sigue siendo utilizado. El principio de este método es que al aumentar la temperatura del petróleo ocurrirán 3 cosas importantes la primera es que la viscosidad del crudo disminuye facilitando el movimiento de las gotas de agua, la segunda es que se reduce la tensión entre las fases (petróleo crudo y el agua) lo cual ocasiona que las gotas de agua se unan (coalescencia) recordando que mientras

mayor sea la tensión entre las fases, más estables son las emulsiones o las gotas de agua libres que se encuentra en el crudo y se dificulta la separación y la tercera es que aumenta la diferencia de densidades relativas generando que el agua que es más densa se separe con mayor facilidad debido a la gravedad.(Speight,2014).

Este método requiere de un equipo de calentamiento como intercambiadores de calor que buscan elevar la temperatura del crudo sin entrar en contacto directo la temperatura que se desea alcanzar varía dependiendo el tipo de crudo en la tabla 5 se explican los rangos de temperatura que se deben alcanzar para este tipo de deshidratación.

Tabla 5. Rangos de temperatura para la deshidratación térmica. (Speight,2014).

Tipo de crudo.	Temperatura optima.
Petróleo crudo liviano.	40-60°C
Petróleo crudo medio.	55-70°C
Petróleo crudo pesado.	70-95°C

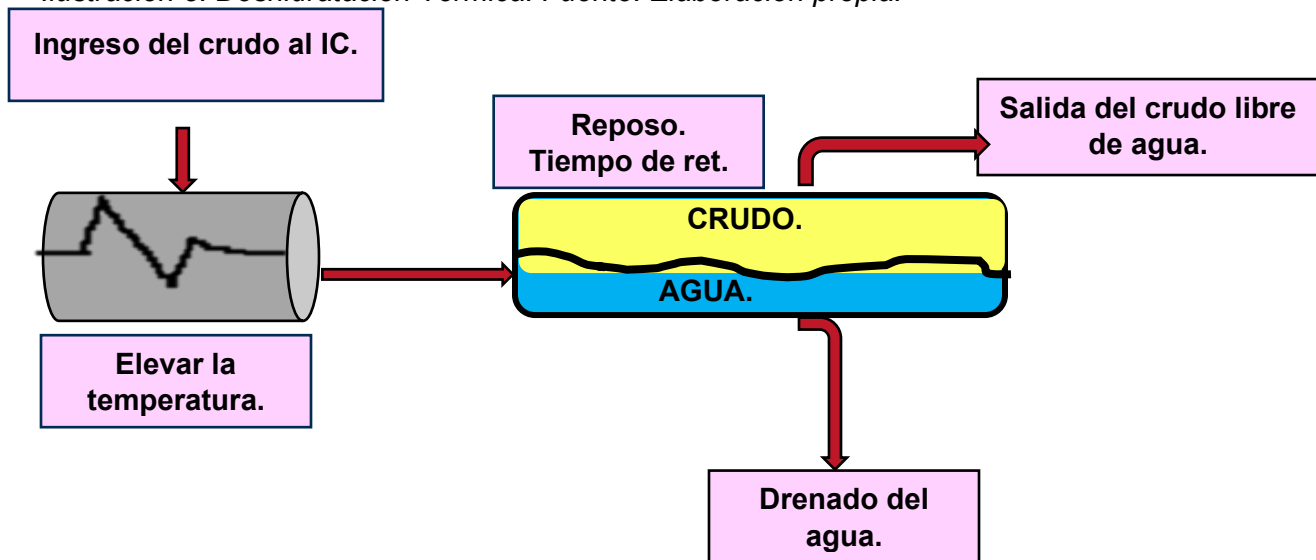
El proceso de deshidratación térmica incluye etapas como lo son:

1.Calentamiento: En esta etapa el petróleo crudo se introduce a un calentador (puede ser intercambiador de calor o de fuego directo), donde se eleva la temperatura del crudo hasta el rango de temperatura optima tabla 5 de acuerdo del tipo de crudo que se desea deshidratar.

2.Separación: Una vez que el petróleo crudo haya alcanzado la temperatura deseada, el crudo se lleva a un tanque de retención donde se mantiene en reposo durante el tiempo suficiente para permitir que las gotas de agua se unan (coalescencia). El tiempo de retención se debe calcular con la fórmula de la ilustración 3, se debe aplicar esta fórmula para que el tiempo sea suficiente para la coalescencia y al mismo tiempo ocurra una sedimentación.

3.Extracción del agua: El agua estará en el fondo del tanque de retención debido a su densidad y es retirada mediante un drenado controlado.

Ilustración 5. Deshidratación Térmica. Fuente: Elaboración propia.



Existen variables que afectan la eficiencia de este método la temperatura es una de ellas ya que una temperatura adecuada es fundamental para poder llevar a cabo el proceso de deshidratación térmica, ya que al contar con la temperatura optima es posible romper las emulsiones, al tener una temperatura baja las emulsiones no se rompen y al tener una temperatura excesivamente alta las emulsiones se estabilizan, otra variable importante a considerar es el tiempo de retención este debe de ser suficiente para que ocurra la coalescencia y la sedimentación, el tamaño de las gotas es otra variable ya que entre más grandes sean las gotas de agua serán más fáciles de separar asimismo se debe considerar la naturaleza del crudo ya que entre más pesado sea el crudo requiere una mayor temperatura y tiempo de retención. (Salas,2008).

¿Qué se hace con el agua que se obtiene del proceso de la deshidratación térmica?

El agua que se obtiene durante la deshidratación térmica de petróleo crudo es conocida como agua de producción y no se puede desechar directamente al ambiente ya que puede contener hidrocarburos, sales disueltas, metales pesados y otros contaminantes por ello debe de ser tratada adecuadamente mediante un tratamiento químico donde se empleando Desemulsificantes o coagulantes que ayudan a la separación de los residuos del petróleo y sales.

Una vez tratada el agua puede ser utilizada en la reinyección de yacimientos que permitan mantener la presión del yacimiento, también puede ser utilizada en la industria para enfriamiento de equipos, limpieza de tanques siempre y cuando cumpla los estándares requeridos, el manejo y uso de esta agua debe de estar regulado y se exige el monitoreo continuo de parámetros como

aceites, metales, pH, etc., en caso de que se incumpla con alguno de estos parámetros se puede llegar hasta recibir sanciones ambientales y legales. (Chen, 2021).

2.2.2.1 Ventajas y desventajas de la deshidratación térmica.

Ventajas de la deshidratación térmica:

- ❖ **Simplicidad:** El sistema de deshidratación térmica es fácil de llevar a cabo lo cual lo convierte en una opción para quitarle el agua al crudo confiable especialmente en instalaciones donde se busca antes de transportar el petróleo quitarle el contenido de agua.
- ❖ **Reducción de la viscosidad:** Al elevar la temperatura del petróleo crudo se disminuye su viscosidad lo cual facilita la movilidad de las gotas de agua dentro de la mezcla y mejora la eficiencia para su separación.
- ❖ **Ruptura de emulsiones:** Al elevar la temperatura del petróleo crudo se reduce la tensión entre las fases, y esto ayuda a desestabilizar emulsiones ligeras sin la necesidad de agregar productos químicos que generan un alto costo.
- ❖ **Bajo costo:** El llevar a cabo esta deshidratación su costo es relativamente bajo en comparación con otros métodos de deshidratación ya que la deshidratación térmica requiere menos inversión en tecnología especializada.
- ❖ **Complementa otros métodos:** Puede ser usada como una etapa “preliminar” es decir antes de aplicar otros métodos más avanzados para eliminar el agua se puede utilizar la deshidratación térmica y la ventaja de esto es que disminuye la cantidad de agua inicial lo que permite mejorar la eficiencia del sistema donde se vaya a deshidratar el crudo posteriormente.

Este método también tiene varias desventajas que se enlistan enseguida:

- ❖ **Alto consumo energético:** Para poder elevar la temperatura del crudo se requieren de una alta cantidad de energía térmica, lo cual entre más pesado sea el crudo o requiera mayor temperatura el costo de la energía será mayor incrementando los costos operativos especialmente si donde se está llevando a cabo este tipo de deshidratación es una zona con restricciones energéticas o costos altos de combustible.
- ❖ **Eficiencia limitada:** Este tipo de deshidrataciones es limitada ante emulsiones de tipo agua en petróleo muy estables ejemplos de este tipo de emulsiones son las que tengan un alto contenido de asfaltenos, resinas o sólidos lo cual ocasiona que el calor no sea suficiente para poder romperlas.

- ❖ Degradación del crudo: Si los límites de la temperatura óptimos no se respetan y se exceden por encima de los 95°-100°C puede producirse una degradación térmica a los componentes del petróleo crudo ocasionando una pérdida de calidad y por lo tanto su valor comercial disminuye.
- ❖ Producción de agua contaminada: El agua que es extraída del petróleo crudo contiene hidrocarburos disueltos, sales y otros contaminantes que ocasionan que se deba tratar antes de ser reutilizada o desechada añadiendo procesos de tratamiento y generando costos. (Marfisi,2009).

2.2.3. Deshidratación por combinación de sedimentación y calor.

Este tipo de deshidratación combinada es una técnica muy utilizada, especialmente en unidades donde se tenga que separar el agua antes de ser transportado el petróleo para refinar evitando así que el agua ocupe un volumen innecesario, este método combina dos procesos importantes como lo son la sedimentación y el calor para remover el agua libre y parte del agua que se encuentra en emulsiones, para realizar este tipo de deshidratación primero se utiliza la gravedad como separación de las dos fases agua y petróleo crudo, el agua al ser más densa tiende a sedimentarse en el fondo del tanque de separación pero considerando que este proceso requiere de un cierto tiempo de retención lo cual lo hace lento especialmente cuando se intenta deshidratar un crudo que contiene emulsiones estables o es demasiado viscoso es aquí cuando entra la aplicación de calor que permite mejorar la eficiencia de este proceso ya que al aumentar la temperatura del crudo su viscosidad disminuye haciendo más fácil el movimiento de las gotas de agua, en condiciones adecuadas donde se trabaja con crudos livianos o medios el aplicar calor al petróleo acelera la ruptura parcial de emulsiones sin necesidad de otros productos químicos y al mismo tiempo se reduce la tensión entre las fases agua-aceite lo que facilita el proceso de sedimentación haciéndolo más rápido y eficiente que el método tradicional donde solo se ocupa la gravedad natural.(Zhao,2010).

Para realizar este tipo de deshidratación combinada se debe considerar el tener un control adecuado de la temperatura, ya que si excede la temperatura optima tabla 5 de acuerdo al tipo de petróleo crudo pueden existir perdidas de petróleo por evaporación o degradación, se debe considerar el cálculo de un tiempo de retención de acuerdo a la ilustración 3 para garantizar una deshidratación adecuada.

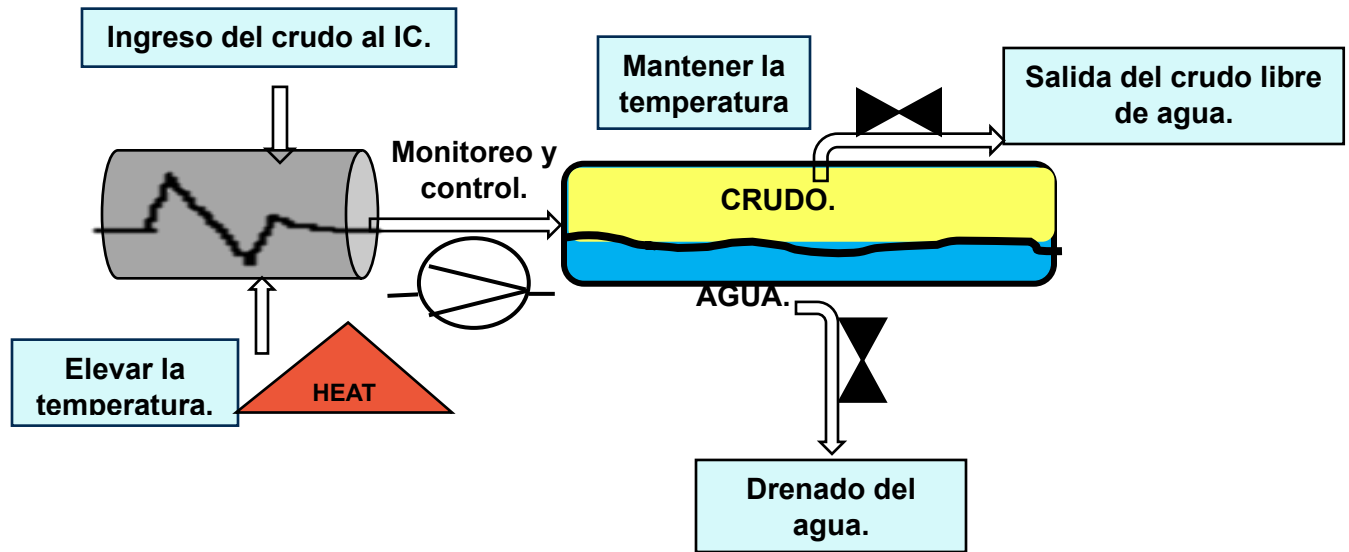
La diferencia de este método de deshidratación combinado vs el método de deshidratación por sedimentación(gravedad) es que la deshidratación por sedimentación se basa solamente en la diferencia de densidades que existe entre el agua y el petróleo ya que el agua al ser más densa

pasa al fondo del tanque siempre y cuando exista un flujo lento y un tiempo de retención bien calculado, mientras que la deshidratación combinada mejora la eficiencia de la sedimentación al aplicar calor ya que favorece la coalescencia de gotas de agua teniendo mayor eficiencia en menos tiempo es por ello que se debe de tener un monitoreo constante y es más efectiva cuando se desea deshidratar un crudo viscoso medio o con emulsiones estables moderadas reduciendo o incluso evitando el uso de Desemulsificantes químicos permitiendo operar con más eficiencia cuando se desee deshidratar un crudo con mayor viscosidad o con presencia moderada de emulsiones aunque al utilizar calor genera un mayor costo energético.

Los pasos para realizar una deshidratación combinada de estas dos técnicas consisten en:

- ❖ Entrada del crudo: El petróleo crudo que se desea deshidratar entra a un intercambiador de calor o calentador de flujo directo donde la temperatura se eleva entre los 60°C-90°C dependiendo el tipo de crudo según la tabla 5, esta temperatura a la cual se eleva el crudo reduce la viscosidad y disminuye la tensión de las fases lo que facilita la coalescencia de gotas de agua.
- ❖ Entrada al tanque de sedimentación(deshidratador):El crudo caliente pasa a un tanque de sedimentación(horizontal o vertical),el fluido de alimentación pasa de forma controlada para evitar turbulencia interna, dentro del tanque el petróleo crudo comienza el efecto de gravedad donde las gotas de agua coleascen(se unen) y se comienzan a ir hacia el fondo del tanque en este punto la temperatura se debe mantener para permitir que las emulsiones inestables o poco estables se rompan fácilmente manteniendo el tiempo de retención optimo que permite maximizar la eficiencia.
- ❖ Monitoreo y control: Se debe contar con un monitoreo de parámetros como la temperatura interna del crudo para asegurar un proceso eficiente, niveles de agua y de petróleo crudo en el tanque, porcentaje residual de agua en el crudo.
- ❖ Extracción del agua: El agua que se acumuló en el fondo del tanque se extrae por válvulas de drenaje mientras que el crudo deshidratado será enviado para su próxima refinación. (Zhao,2010).

Ilustración 6. Deshidratación Combinada. Fuente: Elaboración propia.



2.2.3.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación por combinación.

Las ventajas que tiene esta deshidratación son las siguientes:

- ❖ Mayor eficiencia: Este método al combinar dos técnicas mejora la separación haciéndola más eficiente gracias al calor que se aplica para reducir la viscosidad haciendo más fácil que las gotas de agua (libre y en emulsiones poco estables) se separen del crudo por gravedad.
- ❖ Se puede utilizar para crudos pesados: En crudos pesados con alta viscosidad el uso del calor es esencial, ya que mejora el flujo dentro del tanque y la unión de las gotas de agua haciendo que se pueda manejar mejor este tipo de crudo.
- ❖ Optimiza el tiempo de retención: Al disminuir la tensión entre fases y la viscosidad con el uso de calor se requiere un tiempo de ret. menor en comparación con una sedimentación simple.
- ❖ Simplicidad: Este sistema de deshidratación combinada puede automatizarse para ocupar menos intervención humana y se vuelve más fácil en comparación de métodos como la Electrocoalescencia.

Este método también cuenta con desventajas que se enlistan enseguida:

- ❖ Alto consumo energético: El calentamiento del petróleo crudo requiere de una fuente de energía, lo cual aumenta los costos operativos.

- ❖ Riesgo de formación de incrustaciones o coque: Si la temperatura no es la óptima y no se controla puede generarse una degradación térmica del petróleo y formación de depósitos en los equipos.
- ❖ Emisiones contaminantes: El uso de equipos como calentadores que operan con combustible fósil puede generar contaminantes que impactan al medio ambiente como lo son (CO_2 y NO_x).
- ❖ Limitaciones para emulsiones muy estables: Este método a pesar de combinar 2 técnicas presenta limitaciones ante emulsiones que contengan asfáltenos y resinas no es suficiente esta combinación y se requiere del uso de tecnologías más avanzadas.
- ❖ Requerimiento de equipo resistente: El equipo a utilizarse donde se llevará a cabo este tipo de deshidratación debe de estar bien diseñado y considerar materiales capaces de resistir altas temperaturas y posible corrosividad, lo cual al necesitar este tipo de equipos aumenta los costos de inversión.

La deshidratación combinada de calor y sedimentación es un método eficiente y relativamente simple para algunos tipos de crudo, considerando los pesados (pero con emulsiones no tan estables), pero se debe evaluar su viabilidad económica-técnica en función de la calidad del petróleo crudo, la disponibilidad de energía con la que se cuenta.

2.3. Métodos modernos de deshidratación de petróleo crudo.

En la industria del petróleo actualmente es esencial la eficiencia en el tratamiento del petróleo para garantizar su calidad, proteger los equipos y cumplir con especificaciones, existen métodos tradicionales de los cuales hable anteriormente y son métodos ampliamente utilizados pero ante la complejidad cada vez mayor de los crudos extraídos con mayor contenido de emulsiones estables, petróleos cada vez más difíciles de procesar con contenido de asfáltenos por lo cual los métodos tradicionales ya no son suficientes y han impulsado el desarrollo y aplicación de métodos modernos de deshidratación, la implementación de estos nuevos métodos modernos no solo mejora la eficiencia de la operación sino que también reduce el consumo energético, minimiza el uso excesivo de productos químicos y es posible la adaptación a los estándares ambientales que cada vez son más exigentes.

2.3.1. Deshidratación con productos químicos (Desemulsificantes).

La deshidratación química o de Desemulsificantes es un método muy utilizado en la actualidad para separar el agua emulsionada que se encuentra en el petróleo crudo, este proceso se basa en adicionar Desemulsificantes que son agentes químicos especializados para romper las emulsiones de agua en petróleo(W/O)donde pequeñas gotas de agua están dispersas en la fase continua del petróleo que por lo general son estables debido a la presencia de tensioactivos naturales como la resinas, asfáltenos, ácidos orgánicos y algunos otros solidos finos. Estos agentes químicos actúan sobre la interfase del agua y del petróleo crudo reduciendo la tensión entre ambas fases y generando una desestabilidad en la película que rodea las gotas de agua haciendo más fácil la coalescencia de las gotas pequeñas a gotas más grandes que finalmente terminan separándose por gravedad o mediante procesos adicionales. Estas emulsiones de agua en el petróleo generalmente se les conoce como emulsiones estables ya que están protegidas por una película de compuestos que las hacen estables y difíciles de separar por compuestos (Asfáltenos, Resinas, Ácidos Nafténicos, Arcillas). (González,2015).

Antes de optar por realizar este tipo de deshidratación y aplicar algún Desemulsificantes se debe realizar un estudio previo al crudo y su emulsión que incluya el análisis del contenido de agua y sedimentos (BS&W), °API, Viscosidad, Estabilidad de la emulsión y que compuestos contiene. La selección del tipo de Desemulsificantes depende del tipo de crudo, la temperatura, el contenido de agua, sales, etc. Estos productos Desemulsificantes se aplican gradualmente mediante bombas dosificadoras cuando el petróleo crudo se encuentra en algún tanque de reposo, un calentador, deshidratador electrostático, etc., se debe hacer este proceso antes de la refinación o de algún tratamiento térmico. Existen diferentes tipos de Desemulsificantes (No iónico, aniónico o catiónico) los cuales suelen ser mezclas complejas de compuestos químicos que se deben seleccionar considerando su viscosidad y la compatibilidad con el petróleo crudo al que se le desea aplicar. (Barroso,2024).

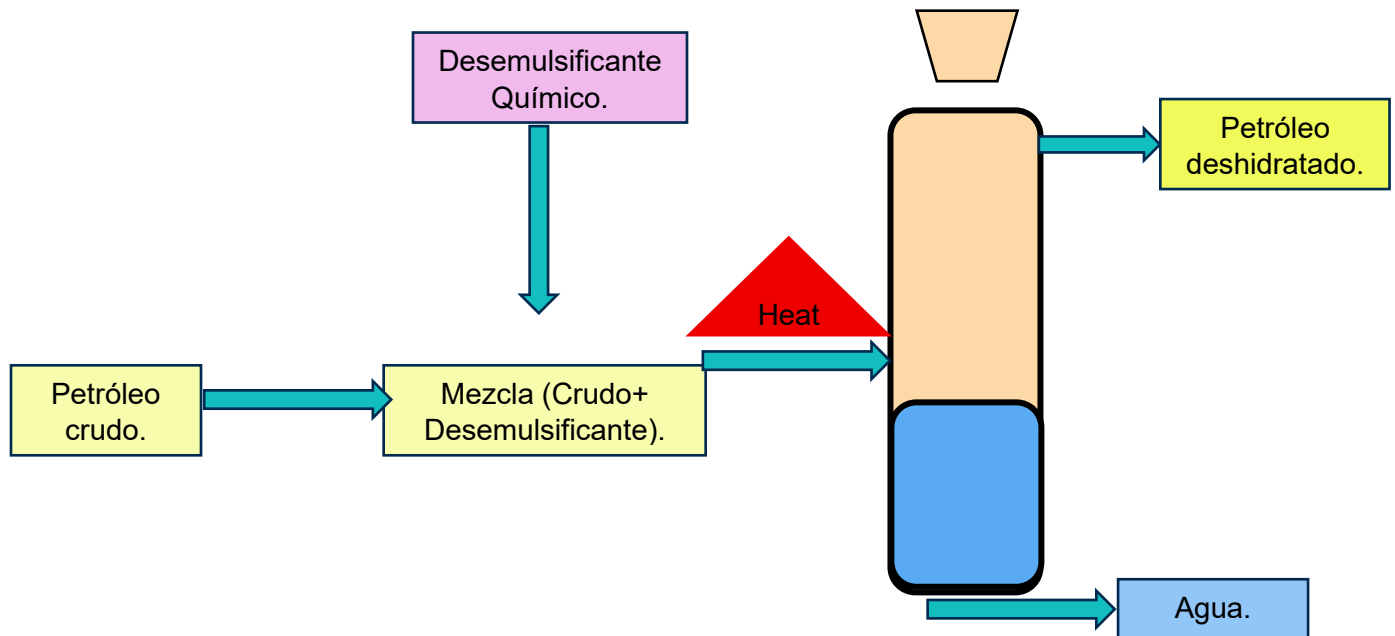
La función del desemulsificante es romper las emulsiones estables que existen entre el agua y el petróleo, desplazando las capas de asfáltenos, resinas o cualquier otro producto que la hagan estable, reduce la tensión entre las fases y ayudar a la unión de gotas haciéndolas que se vayan al fondo debido a su densidad, estos desemulsificantes cuentan con una molécula hidrofóbica (que es afín al petróleo, NO al agua) y otra que es hidrofílica(que es afín al agua) y cuando este producto se introduce a una emulsión agua-petróleo la parte hidrofílica se va hacia las gotas de agua mientras que la otra parte se va hacia el crudo, haciendo que se rompa la película entre las

fases que hace que una emulsión se mantenga estable y esto hace que las gotas de agua se junten y se separen del petróleo crudo.(API,2013).

Los pasos para realizar una deshidratación con Desemulsificantes son los siguientes:

- ❖ Análisis del petróleo crudo y emulsión: Antes de que se comience el proceso de deshidratación química o por Desemulsificantes es indispensable realizar un análisis del petróleo mediante pruebas físico-químicas para conocer propiedades como el % de agua y sedimentos, tipo y estabilidad de la emulsión, gravedad API.
- ❖ Pruebas Bottle Test: Durante estas pruebas de laboratorio se agitan muestras del petróleo crudo en tubos con distintos tipos de Desemulsificantes a diferentes temperaturas para evaluar la ruptura de la emulsión y poder determinar el tipo de Desemulsificantes más efectivo, tiempo aproximado para separar el agua y la temperatura optima.
- ❖ Inyección del desemulsificante: La inyección se debe realizar en zonas donde exista turbulencia o agitación(es decir en líneas de inyección antes del ingreso al separador, tratador térmico o deshidratador) para que exista una buena mezcla del producto químico con el crudo en este punto se puede aplicar calor si es necesario para reducir la tensión entre las fases y mejorar la reacción del crudo con el desemulsificante normalmente la temperatura es entre 60-80°C a la cual se calienta la mezcla pero no debe pasar de este rango.
- ❖ Separación: El crudo con el desemulsificante en este paso ya deben de estar en el separador de fases, deshidratador, etc. en estos equipos las gotas se unen y se van al fondo debido a la gravedad y al uso del químico que hará que las emulsiones se desintegren (aquí es importante esperar un tiempo de retención en el cual las gotas de agua se deben de decantar).
- ❖ Extracción y monitoreo: El agua será retirada por el fondo del equipo, y al crudo se le deberá medir el contenido de agua con métodos estándares como el método de la centrifuga que es el más usado y es posible de aplicarlo después de una deshidratación por Desemulsificantes ya que da una estimación rápida sobre el nivel de agua que contenga el crudo, en caso de ser alto se debe de ajustar la dosis, el tipo de desemulsificante o la temperatura para poder deshidratar mejor al petróleo crudo.(González,2015).

Ilustración 7. Deshidratación con el uso de desemulsificantes. Fuente: Elaboración propia.



2.3.1.1 ¿Qué pasa con el desemulsificante, afecta al petróleo?

Después de retirar el agua que se logró quitar del petróleo crudo, una pequeña parte del desemulsificante que se utilizó se queda disuelta o dispersa en el mientras que la parte más grande de él se va con el agua ya que el desemulsificante cuenta con un componente hidrofílico que es una molécula que tiene afinidad por el agua es decir que atrae y se disuelve fácilmente en el agua por lo tanto al retirar el agua la mayor parte del desemulsificante se va ahí. En condiciones normales la pequeña parte de desemulsificante no afecta la calidad del petróleo siempre y cuando las cantidades residuales estén dentro de los límites aceptables de comercialización, si se aplica una dosis correctamente no altera ninguna propiedad del petróleo pero una sobredosis si genera problemas como espuma (que reduce la eficiencia de los separadores), problemas de transporte (dificultad para bombear el petróleo) o puede haber problemas en los procesos como la desalación (donde puede dañar los sistemas de desalación generando mayor consumo de energía o posibilidad de corrosión por sales residuales y calidad deficiente del petróleo) (Martínez, 2011).

2.3.1.2. Ventajas y desventajas de la deshidratación con Desemulsificantes.

Ventajas de la deshidratación con desemulsificantes:

- ❖ Alta eficiencia: Se consigue una alta eficiencia en la ruptura de emulsiones ya que los desemulsificantes atacan la fase agua-petróleo rompiendo la película que hace estables a las emulsiones permitiendo una separación más rápida y efectiva.
- ❖ Complemento: Se puede utilizar esta técnica en complemento con calor, sedimentación, equipos electrostáticos para mejorar la eficiencia global de una deshidratación.
- ❖ Aplicación diversa: Este tipo de desemulsificantes se pueden aplicar y funcionan en crudos livianos, medios, pesados y se pueden adaptar a condiciones de distintas temperaturas, contenido de sal, acidez y viscosidad.
- ❖ Fácil: Los desemulsificantes pueden dosificarse de manera automática con ayuda de bombas controladas por sensores lo cual hace más práctico su uso.
- ❖ Menor tiempo: Al mejorar la unión de gotas se reduce el tiempo que el crudo necesita permanecer en el equipo separador haciendo más óptima la capacidad de operación siendo este método más rápido. (Alvarado,2010).

Este tipo de deshidratación tiene también algunas ventajas como lo son:

- ❖ Mayor costo: Al tratarse de una deshidratación de petróleo crudo que contenga un alto contenido de agua o emulsiones muy estables el costo de los químicos desemulsificantes puede ser significativo.
- ❖ Requiere formulación específica: Para cualquier tipo de petróleo crudo que se desee deshidratar por este método es necesario realizar las pruebas "Bottle Test" para determinar el desemulsificante adecuado y su dosis óptima ya que un solo desemulsificante no es efectivo para todos los tipos de petróleo.
- ❖ Sobredosificación: El uso excesivo de estos químicos puede causar problemas como espumas, estabilización de nuevas emulsiones llamadas secundarias, baja eficiencia en procesos posteriores como la refinación. (Salager,2000).

2.3.2. Deshidratación Mecánica.

La deshidratación mecánica es un método físico que tienen como objetivo separar el agua libre y parte del agua emulsionada que se encuentra en el petróleo crudo, sin utilizar productos químicos o procesos térmicos, este tipo de deshidratación se basa en fuerzas físicas como la gravedad, la fuerza centrífuga y la inercia para lograr separar las fases, este método es muy útil en las etapas iniciales del tratamiento del crudo especialmente cuando a quitarle agua al petróleo se busca minimizar el uso de calor o químicos por la economía o el ambiente. Este método busca quitar el agua mediante equipos que ejercen fuerzas físicas sobre la mezcla del agua-petróleo, se toma en cuenta que el agua y el petróleo tienen densidades distintas por lo que al facilitar su separación física el agua se va a sedimentar o será arrastrada a través de dispositivos que faciliten su separación, se integra esta forma de deshidratación como una estrategia combinada donde primero se aplican estas fuerzas mecánicas para remover el agua de manera más accesible y luego se utilizan métodos térmicos o químicos para tratar emulsiones más resistentes, la eficiencia dependerá del tipo de crudo, contenido de agua, temperatura, esta estrategia es más eficiente cuando el petróleo es de tipo liviano o medio, no cuenta con emulsiones muy estables y su mayor contenido de agua se encuentra en forma libre. (Sjoblom, 2001).

- ❖ Gravedad: El agua tiene mayor densidad que el petróleo crudo por lo tanto al darle tiempo y condiciones adecuadas el agua tiende a irse al fondo, esta fuerza generalmente se ve aplicada en tanques de sedimentación o separadores donde el flujo se hace lento.
- ❖ Fuerza centrífuga: Cuando el petróleo se somete a una rotación rápida en una centrifuga o hidrociclón el agua se va hacia el fondo y el petróleo se mantiene arriba.
- ❖ Inercia o acción filtrante: El flujo que pasa por medios de poros o filtros que atrapan gotas de agua, provocan un choque entre sí y se unen en más grandes y son separadas debido a la gravedad o centrifugación ya que al unirse las gotas y volverse más grandes se vuelven más fáciles de eliminar mecánicamente.

La aplicación de este método generalmente es en estaciones de flujo de producción de campo, plataformas marinas donde no cuenten con los químicos desemulsificantes o en sistemas previos a algún tratamiento químico o desalación. Este tipo de deshidratación puede utilizar diferentes equipos según la disponibilidad que se cuente todos basados en el mismo principio de que el agua libre es más densa que el crudo y tiende a separarse reduciendo la turbulencia, que la unión de gotas pequeñas en gotas grandes se favorece con materiales filtrantes y con el uso de fuerzas

mencionadas anteriormente en la tabla 6 se indican los equipos que pueden ser utilizados para este tipo de deshidratación mecánica.

Tabla 6. Principales equipos utilizados para la deshidratación mecánica. Fuente: Petroleum Production System Prentice Hall (Boyun,2007).

Equipo.	Descripción.
Centrifugas.	Utilizan la fuerza centrífuga para acelerar la separación del agua que se encuentra en el petróleo, su uso es ideal cuando se requiere una separación rápida y continua efectivas en la remoción de agua libre y gotas grandes provenientes de emulsiones.
Hidrociclones.	Son dispositivos que introducen un flujo giratorio al petróleo generando fuerza centrífuga que hace que el agua al ser más densa se dirija hacia el perímetro y pueda ser extraída en una salida inferior, su uso es común en instalaciones donde no se cuente con mucho espacio.
Filtros Coalescentes.	Contienen fibras o malas que promueven la unión de gotas pequeñas en gotas más grandes que sedimentan fácilmente, el uso de estos filtros es eficiente para crudos con contenidos bajos en agua o cuando se utilizara posteriormente otro proceso de deshidratación más intensiva.
Tanques de sedimentación.	Se usan para una sedimentación simple pueden adaptarse con elementos como placas inclinadas o mallas que mejoran la eficiencia sin requerir calor o químicos y logran separar por gravedad.

Una deshidratación mecánica se realiza de la siguiente manera (cuando se tengan disponibles los equipos que se mencionan en caso de no tener disponibilidad de todos se pueden utilizar de forma opcional):

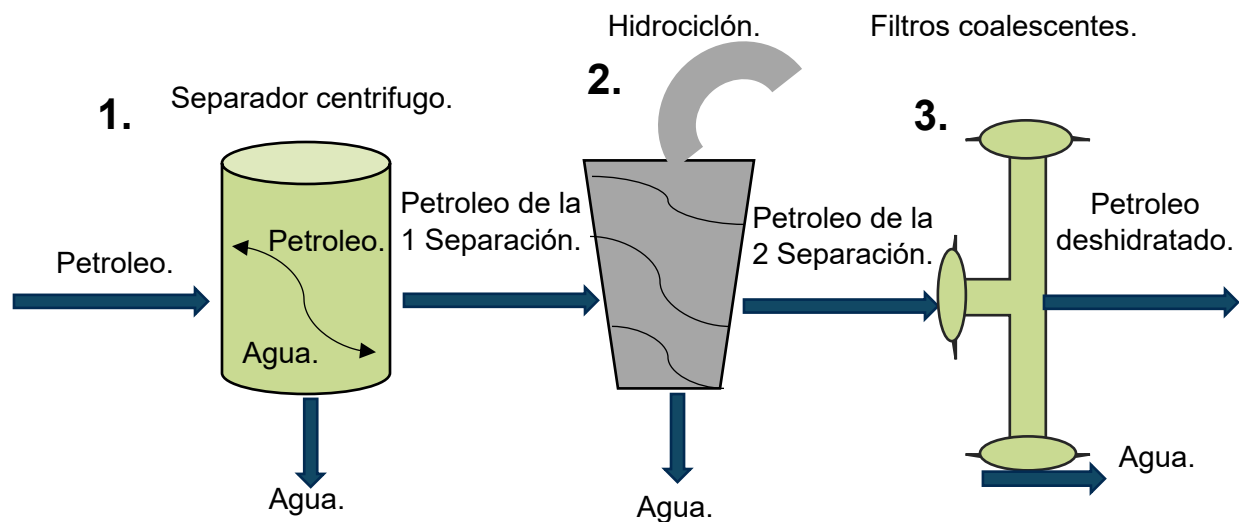
1. Ingreso del petróleo crudo: El petróleo entra al separador, donde el flujo debe de estabilizarse para reducir la turbulencia.

2. Separación inicial: En el separador o en la centrifuga el crudo pierde parte del contenido de gas que posee y del agua en forma libre por diferencia de densidades.

3. Paso por filtros coalescentes o ciclones: En este paso se realiza una separación “fina” ya que es donde se capturan gotas pequeñas de agua haciéndolas coalescer es decir que formando gotas más grandes que son más fáciles de separarse del petróleo.

3. Extracción del agua: Se retira el agua que fue extraída de cada uno de los equipos por los cuales paso el petróleo crudo y esta agua es dirigida a un sistema de tratamiento, mientras que al petróleo crudo antes de pasar a etapas posteriores se le mide el contenido de agua final para asegurar el cumplimiento normativo.

Ilustración 8. Deshidratación mecánica representativa. Fuente: Elaboración propia.



La deshidratación mecánica es una técnica muy eficiente que usa las leyes básicas de la física para lograr la separación del agua, su mayor uso se da en etapas iniciales del tratamiento del crudo, esta técnica por si sola es muy eficiente, pero se vuelve mucho más eficiente cuando es combinada con algún otro método químico o térmico. La deshidratación mecánica representa una alternativa eficiente, limpia y sustentable para separar el agua del petróleo crudo sin utilizar calor, productos químicos, lo cual reduce los costos operativos, riesgos ambientales y la

complejidad de otros procesos, es un método que se considera confiable y económicamente viable cuando se diseña y se implementa correctamente cumpliendo con ser un tipo de deshidratación que asegura la calidad del petróleo para su transporte y su procesamiento posterior para crudos en la actualidad es por ello que se considera un método moderno al poder ser aplicado en combinación con algún otro.(González,2017).

2.3.2.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación mecánica.

Este tipo de deshidratación tiene las siguientes ventajas:

- ❖ Método físico: Este tipo de deshidratación no necesita de productos químicos como Desemulsificantes, lo que reduce el riesgo de interferencias o residuos en el petróleo crudo.
- ❖ Bajo impacto ambiental: Al no utilizar productos químicos se generan menos residuos peligrosos, lo cual hace más fácil el manejo del agua que se logre separar.
- ❖ Bajo costo: La inversión inicial al adquirir los equipos que se necesiten puede ser elevada, pero el mantenimiento de estos equipos y el consumo de insumos es de bajo costo comparado con otros tipos de deshidratación.
- ❖ Continuo y automático: Este tipo de deshidratación es fácil de integrarse en líneas de producción para ser llevado a cabo de manera continua y automatizado, aparte también se pueden hacer las configuraciones necesarias y adaptaciones de acuerdo a los equipos con los que se cuentan como sedimentadores, decantadores, centrifugas, filtros, etc. según las necesidades. (Lake,2006).

Es importante también mencionar las desventajas que tiene este tipo de deshidratación:

- ❖ Limitada eficiencia: A pesar de que este tipo de deshidratación hace que el petróleo pase por distintos equipos no es eficaz para eliminar agua en emulsiones muy fuertes especialmente cuando estas emulsiones contienen tensioactivos naturales.
- ❖ Alta inversión inicial: Cuando se adquieren los equipos como centrifugas, decantadores especiales p filtros de tipo industriales los costos son altos.
- ❖ Dependencia del tipo de crudo: En los crudos pesados la eficiencia puede disminuir considerablemente, aunque se debe tomar en cuenta la densidad, viscosidad, temperatura, etc.
- ❖ Ocupación física considerable: Los equipos que son ocupados para esta deshidratación requieren mucho espacio. (Romero,2006).

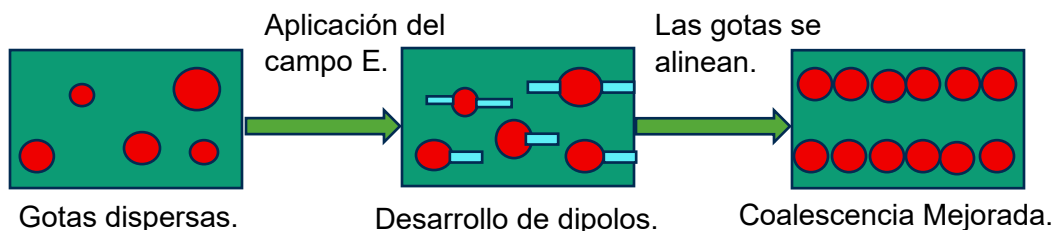
2.3.3. Deshidratación Electroestática.

La deshidratación electroestática es un proceso físico-químico que utiliza campos eléctricos de alta tensión para hacer más rápida la coalescencia de gotas pequeñas emulsionadas en el petróleo, al hacerse más grandes estas se separan más fácilmente, este método es muy efectivo para romper emulsiones muy estables en el petróleo crudo. Este tipo de deshidratación es aplicada en refinerías y terminales donde se recibe el crudo, en plantas de separación primarias como parte de un pretratamiento de crudos pesados con alto contenido de emulsiones, usualmente se lleva a cabo en tratadores electrostáticos que son equipos diseñados para operar con calor y tensión eléctrica. (Speight,2014).

Al aplicar el campo eléctrico alterno o directo se busca favorecer la deshidratación mediante:

- 1.Polarización: Las gotas de agua se polarizan en el campo eléctrico.
- 2.Atracción dipolar: Las gotas de agua se atraen entre sí.
- 3.Deformación de gotas: Las gotas se alargan en dirección del campo y se acercan más rápidamente.
- 4.Coalescencia: Las gotas pequeñas se unen formando gotas grandes.
- 5.Sedimentación: Las gotas grandes se separan al fondo por diferencia de densidades.

Ilustración 9. Mecanismo de Deshidratación electrostática representativa

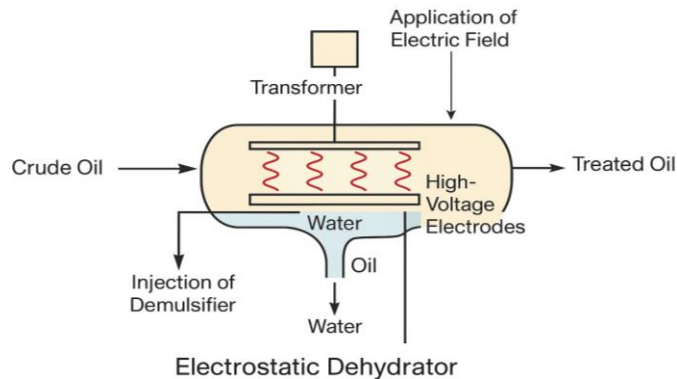


El procedimiento para realizar una deshidratación electrostática consiste en los siguientes pasos.

- ❖ **Acondicionamiento térmico:** El petróleo crudo se calienta entre 40-70°C con el objetivo de reducir su viscosidad y facilitar la movilidad del agua.
- ❖ **Inyección de un desemulsificante (OPCIONAL):** Cuando se trata de un petróleo con contenido de emulsiones muy estables se pueden utilizar algún desemulsificante para hacer más débil la emulsión y facilitar la unión de las gotas de agua.

- ❖ Ingreso al deshidratador: El petróleo crudo entra a un deshidratador electrostático que contiene electrodos de alta tensión 15-35kV, en el cual la aplicación del campo eléctrico hace que las gotas de agua polarizadas se fusionen bajo el campo eléctrico.
- ❖ Separación por gravedad: Las gotas de agua descenden al fondo del tanque y se extrae el agua que quedo en el fondo, posteriormente el crudo que quedo con menor contenido de agua pasa a etapas posteriores como la desalación.

Ilustración 10. Deshidratación electrostática representativa. Fuente: Elaboración con IA.



La deshidratación electrostática representa una de las tecnologías más avanzadas y eficaces para separar el agua del petróleo que se encuentra con emulsiones muy estables ya que es capaz de romper las estas emulsiones mediante la aplicación de campos eléctricos logrando una separación eficiente con un uso reducido de productos químicos lo cual permite cumplir los estándares de transporte,refinación,su operación controlada permite que se pueda aplicar en varios tipos de crudo convirtiendo esta deshidratación como una opciones rentable y sostenible además de ser altamente efectiva en comparación con otros métodos tradicionales que resultan insuficientes cuando se presentan emulsiones muy estables.

2.3.3.1. Ventajas y desventajas de la deshidratación Electrostática.

Las ventajas de la deshidratación son las siguientes:(Ghouti,2020).

- ❖ Alta eficiencia en emulsiones estables: Este tipo de deshidratación es óptima para crudos que tengan emulsiones muy estables y que son difíciles de tratar con los métodos tradicionales.
- ❖ Reducción de químicos: Al inducir a la unión de las gotas de agua mediante los campos eléctricos ya no es necesario utilizar desemulsificantes químicos.
- ❖ Continuidad y automatización: Esta deshidratación puede integrarse y adaptarse para operar de manera continua y precisa.

- ❖ Poco uso de espacio: En comparación con los otros tipos de deshidratación que utilizan equipos como tanques de sedimentación, centrifugas, etc., los tratadores electrostáticos son más compactos y por lo tanto requieren menos espacio.
- ❖ No requiere calentar al petróleo crudo por lo tanto no se necesita gastar en energía.

Sus desventajas son las siguientes:(Ghouti,2020).

- ❖ Elevado costo: Al requerir equipos especializados como los tratadores electrostáticos el costo de inversión es alto.
- ❖ Sensibilidad: Este tipo de deshidratación es menos eficiente si el crudo tiene una alta conductividad exceso de salinidad.
- ❖ Mantenimiento especializado: Las placas eléctricas y componentes internos de los tratadores electrostáticos necesitan de limpieza cada cierto tiempo y monitoreos para evitar fallas.
- ❖ Riesgos operativos: Al utilizar voltajes se requiere contar en el lugar donde se realizará esta deshidratación con sistemas de protección y personal altamente capacitado para evitar riesgos de incendios o de descargas eléctricas.

2.4. Electrocoalescencia.

La Electrocoalescencia es un método moderno para separar el agua del petróleo crudo, aplicando un campo eléctrico de alta tensión a una emulsión agua-aceite, es considerado este método como una mejora de la deshidratación térmica y de la deshidratación por sedimentación y aunque tiene una alta eficiencia también es posible combinarla con la deshidratación por desémulsificantes ya que cuenta con algunas limitaciones.

El objetivo de este método es inducir la coalescencia es decir la unión de las gotas de agua dispersas en el crudo para que puedan ser separadas por gravedad.

Una polarización de las gotas de agua es un fenómeno físico que ocurre cuando una gota de agua en un medio no conductor (petróleo) es expuesta a un campo eléctrico lo que hace que un extremo de la gota adquiera una carga + y el otro una carga – al ser opuestos se atraen haciendo que las gotas de agua pequeñas de unan y se hagan más grandes y sea sencillo de ser separadas por gravedad debido a la diferencia de densidades, al formarse gotas de tamaño mas grande el tiempo de separación total se reduce haciendo que comparado con los otros métodos de deshidratación la electrocoalescencia sea el más rápido.

La Electrocoalescencia busca la polarización de las gotas de agua al ser expuestas a un campo eléctrico que puede ser alterno (AC), campo eléctrico directo (DC) o incluso un campo eléctrico mixto que combina lo alterno con lo directo, para realizar este tipo de deshidratación es necesario contar con electrodeshidratadores, electrodos internos donde se debe generar el campo eléctrico, transformador de alta tensión y tanques con control de nivel. (Quiroz,2021).

Este método por lo general es utilizado en casos donde se cuente con petróleos crudos pesados, y se puede aplicar antes de almacenar el petróleo o transportarlo, incluso también en refinerías donde se requiera asegurar el bajo contenido de agua y sal, a continuación, se explica cómo funciona el proceso de Electrocoalescencia:

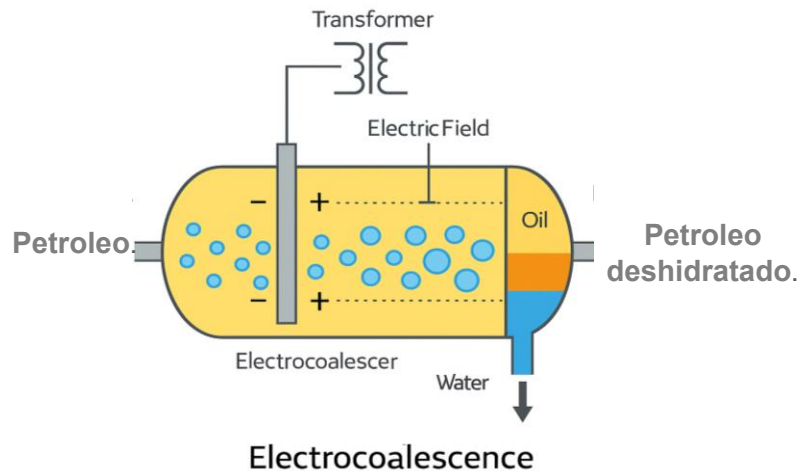
Aplicación del campo eléctrico: El crudo que se desee deshidratar pasa por un deshidratador electrostático o electrocoalescer donde ocurre la polarización de las gotas de agua que se encuentran en el crudo y comienzan a alinearse con el campo eléctrico, se aproximan debido a la atracción entre sí, ocurre el fenómeno de coalescencia y fusión donde las gotas pequeñas se unen y forman gotas más grandes que se separan gracias al efecto de la gravedad al ser gotas más grandes más fácilmente se van al fondo debido a la mayor densidad del agua.(Reyes,2020)

Los pasos para retirar el agua del petróleo mediante electrocoalescencia son los siguientes:

- 1.Entrada del crudo. El petróleo crudo que regularmente se encuentra en algún separador primario o tanque de almacenamiento debe ingresar al sistema o equipo según la técnica a seguir (puede complementar con el paso 1 y 2 o directamente del paso 1 pasar al paso 4).
- 2.Calentamiento (Opcional). Se recomienda calentar al crudo a una temperatura moderada entre los (50-90°C) especialmente cuando se trate de un crudo pesado o muy viscoso para reducir la viscosidad, mejorar el movimiento de las gotas y reducir la tensión entre las fases.
- 3.Inyección del desemulsificante (Opcional). En caso de que se desee combinar la electrocoalescencia con el uso de desemulsificantes se debe aplicar una dosis controlada para que se desestabilicen las emulsiones y se mejore la eficiencia.
- 4.Aplicación del campo eléctrico. El petróleo crudo pasa por un tratador electrostático donde se le aplicaran los campos eléctricos de alta tensión en placas o electrodos generalmente es de 15-30kV, las gotas de agua se polarizan, se atraen y se fusionan en gotas de mayor tamaño.
- 5.Sedimentación: Las gotas grandes de agua superan la tensión entre fases y gracias a la gravedad se van al fondo del equipo donde posteriormente el agua coalescida será drenada.

Después de retirar el agua que quedo al fondo el crudo está listo para pasar a los siguientes procesos con un contenido de agua menor al 0.5%.

Ilustración 11. Deshidratación por electrocoalescencia. Fuente: Elaboración con IA.



A pesar de que la electrocoalescencia es un método de alta efectividad cuenta con algunas limitaciones como es cuando se trata con un petróleo que tenga alta viscosidad ya que limita la polarización del agua disminuyendo la eficiencia y requiriendo un calentamiento previo que pueda hacer reducir esta viscosidad otra limitación importante es el riesgo de formación de acos o descargas eléctricas en el caso de que no se tenga un buen control del nivel de agua o la concentración de agua sea mayor a la permitida lo cual ocasionaría daños a los electrodos o retrasos en el proceso.

La electrocoalescencia es una técnica moderna, eficiente y ecológica para quitarle el agua al petróleo, pero deben tomarse en cuenta las limitaciones, condiciones y la posibilidad de combinar este método con algún otro para el tratamiento de petróleo crudo pesado, o emulsiones muy estables para asegurar que el petróleo posteriormente de haberle retirado el agua cumpla las normas para él % de agua permitido, se deben considerar que la electrocoalescencia es ideal para petróleo medio siempre y cuando se tenga un control adecuado, la infraestructura eléctrica segura y personal capacitado.(Speight,2014).

2.4.1. Ventajas y desventajas de la Electrocoalescencia.

Las ventajas de la electrocoalescencia son las siguientes:(Speight,2014).

- ❖ Alta eficiencia: La electrocoalescencia tiene una alta eficiencia en la ruptura de emulsiones haciendo que las gotas se polaricen y se fusionen, es ideal para crudos con viscosidades medias a bajas.

- ❖ Menor uso de calor: Este método puede realizarse a temperaturas menores que otros métodos térmicos lo cual reduce el consumo energético.
- ❖ Rapidez: La deshidratación de petróleo por electrocoalescencia ocurre en poco tiempo (minutos), lo cual hace que sea el método más rápido para separar el agua aumentando la eficiencia del sistema.

Desventajas:

- ❖ No apta para todos los crudos: Este método no es apto para crudos muy pesados o con emulsiones muy estables que contengan asfáltenos o resinas.
- ❖ Alto costo de inversión: Los equipos electrostáticos son más caros en comparación a tanques convencionales.
- ❖ Sensibilidad: La eficiencia de este método puede verse afectada cuando existan cambios bruscos de temperatura o flujo para evitar eso se debe de monitorear constantemente.
- ❖ Riesgo de descargas eléctricas: Si el contenido de agua libre es muy alto se pueden formar arcos eléctricos dentro del tratador ocasionando daño al equipo.

Los arcos eléctricos son un fenómeno no deseado en donde existe una ruptura dieléctrica que ocurre cuando existe un mal aislamiento de los electrodos, demasiado voltaje aplicado, mal control del nivel de líquido (que estén sumergidos los electrodos en el petróleo), para prevenir los arcos eléctricos es necesario tener un control preciso del nivel de líquido en el interior del equipo, un monitoreo del voltaje que se está aplicando, un drenado eficiente de agua para evitar la acumulación de capas conductoras, limpieza de electrodos, protecciones de sistema de apagado instantáneo para tener un mejor control y evitar que esta energía se convierta en un riesgo operativo.

2.5. Factores que afectan la eficiencia de una deshidratación.

Naturaleza del crudo. (Speight,2014).

-Viscosidad. Si el petróleo es muy viscoso más difícil será la separación de las gotas de agua.

-Contenido de asfáltenos y resinas. Estos compuestos hacen a las emulsiones muy estables dificultando su ruptura.

Temperatura. (Lake,2007).

A mayor temperatura menor viscosidad, por lo tanto, es importante tener una buena temperatura que reduzca la tensión entre las fases y facilite la coalescencia, pero se debe tomar en cuenta

que si la temperatura excede el petróleo se puede degradar o se comienzan a evaporar los componentes más ligeros.

Desemulsificantes. (Márquez,2018).

Los desemulsificantes deben de ser compatibles y en dosis adecuados para el crudo ya que una sobredosificación puede causar espuma y una subdosificación no logra romper las emulsiones generando un deshidratado deficiente.

Aplicación de campos.

Si el petróleo crudo tiene un alto contenido de agua se vuelve demasiado conductor y se reduce la eficiencia del método o incluso se daña el equipo.

Tiempo de retención.

Se debe calcular bien el tiempo que el crudo debe estar dentro de un deshidratador un tiempo corto ocasiona que el agua no se separe y siga en el crudo y un tiempo muy largo no sirve de nada ya que solo estaría ocupando el equipo sin obtener mayor eficiencia.

Turbulencia.

Se necesita tener un flujo controlado para permitir que se vuelvan a estabilizar las emulsiones dificultando la separación del agua.

Diseño y estado.

Un mal mantenimiento, existencia de corrosión dificultan la eficiencia de la deshidratación, mientras que un equipo optimizado logra mayor eficiencia.

2.6. Comparación de los métodos existentes para una deshidratación.

Tabla 7. Métodos de deshidratación de petróleo. Fuente (Speight, 2014).

Tipo de deshidratación.	Principio.	Ventaja.	Desventaja.
Sedimentación.	Separación por diferencia de densidades.	Bajo costo, fácil implementación.	Lento, ineficiente en emulsiones estables.
Térmica.	Aplicación de calor para reducir la viscosidad y la tensión.	Aumenta la eficiencia de separación, útil para crudos pesados.	Alto consumo energético, riesgo de degradación térmica.
Combinada.	Calor+Gravedad para acelerar la separación.	Mejora la eficiencia y reduce el tiempo de retención.	Mayor dificultad operativa y de energía.
Con Desemulsificantes.	Uso de aditivos que rompen emulsiones.	Eficaz para emulsiones estables, se adapta a las condiciones del crudo.	Considerable costo de químicos y requiere una dosificación precisa.
Mecánica.	Uso de fuerza centrífuga.	Rápido no requiere químicos.	Costo de equipo, mantenimiento elevado.
Electrostática.	Campo eléctrico induce a coalescencia.	Alta eficiencia en emulsiones finas.	Sensible a la conductividad y contenido de agua.
Electrocoalescencia.	Campo eléctrico y coalescencia inducida para fusionar las gotas de agua.	Alta eficiencia con la opción de poder automatizar el proceso.	No es útil para todos los tipos de crudo y es más costosa.
Tipo de crudo.	Tipo de emulsión.	Método recomendado.	
Liviano (<20°API)	Agua libre.	Sedimentación, deshidratación mecánica, desemulsificantes.	
Mediano(20-30°API)	Emulsión moderada.	Calor, desemulsificantes, fuerza centrífuga.	
Pesado(>30°API)	Emulsión estable.	Calor, desemulsificantes, electrocoalescencia.	

2.7. Cierre del capítulo.

Los métodos para deshidratar petróleo han ido avanzando y adaptándose a las necesidades que surgen desde los métodos tradicionales como la sedimentación por gravedad hasta los métodos modernos que ya incluyen tecnologías más avanzadas como la electrocoalescencia, cada uno

de los métodos tiene ventajas y desventajas que hacen que dependiendo de las condiciones sea la mejor opción elegirlo.

La deshidratación es muy importante para garantizar la calidad del petróleo, minimizar problemas, mejorar la eficiencia del crudo que pasara a más etapas para ser procesado no existe un mejor método para retirarle el agua al petróleo ya que para cada tipo de ambiente y características es por eso que para elegir el método para retirar el agua del petróleo se debe realizar un análisis donde se tomen en cuenta las características del crudo, las condiciones con las que se cuenta para realizar la operación, el presupuesto, el espacio, para posteriormente adecuar el método según las necesidades y oportunidades que se tengan ya que muchos métodos de deshidratación pueden usarse en combinación o utilizar uno y posteriormente el otro lo cual mejora la eficiencia del deshidratado.

Capítulo 3. Desalación del petróleo Crudo.

El petróleo crudo contiene impurezas como el agua que ya se ha explicado anteriormente si no también contiene una considerable cantidad de sales inorgánicas como cloruro de sodio, calcio y magnesio que se encuentran disueltos en la fase acuosa, estas sales al no ser eliminadas de forma correcta antes de que el petróleo pase al proceso de refinación pueden existir problemas como corrosión severa en equipos, formación de depósitos y problemas catalíticos, debido a esto es muy importante considerar el proceso de desalación como un método clave para el tratamiento primario del crudo que busca reducir su contenido de sal hasta niveles seguros para su refinación.

En este capítulo se realizara un análisis de los principales métodos de desalación que son ocupados en la industria, desde técnicas convencionales como lo es el desalado por lavado hasta métodos más avanzados, cada uno de estos métodos serán analizados desde su principio operativo, ventajas, desventajas y factores que afectan la eficiencia de este proceso para poder confirmar la viabilidad de este método y como es fundamental para un pre tratamiento del petróleo crudo antes de su refinación para poder cuidar los equipos que están involucrados alargando su tiempo de vida, cuidando a los catalizadores y obteniendo derivados del petróleo con mayor calidad.

3.1. Definición y objetivo de la desalación de petróleo crudo.

La desalación de petróleo crudo es un proceso físico-químico que busca eliminar las sales inorgánicas disueltas (cloruro de sodio, cloruro de calcio y cloruro de magnesio) que se encuentran en el agua emulsionada o libre, estas sales provienen del contacto del petróleo con formaciones geológicas salinas o con aguas que se producen durante su extracción, la desalación es un paso importante para acondicionar al petróleo crudo y garantizar el tiempo de vida de los equipos, calidad de los productos finales y la eficiencia al refinar el crudo.

Objetivo: El principal objetivo es reducir la concentración de sales a niveles aceptables que van por debajo de 5-10mg/L de cloruros.

Métodos tradicionales de desalación de petróleo.

3.2. Desalación por Lavado.

La desalación de petróleo crudo por lavado es un proceso físico-químico que elimina las sales inorgánicas disueltas o suspendidas en el agua que se encuentra en el petróleo es por ello que la deshidratación debe de hacerse primero para así a parte de eliminar el agua del petróleo también elimina las sales que se encuentran en ella disminuyendo la cantidad para que

posteriormente al realizar el desalado de petróleo ya es menor la cantidad de sal presente y por lo tanto el método se vuelve un poco más efectivo.

Este método consiste en mezclar el crudo con agua dulce o agua de dilución con el propósito de diluir la sal que se encuentra presente dentro del crudo, posteriormente se separa la mezcla de agua-petróleo para después ser separada mediante métodos como gravedad, calor, campos eléctricos.

Para realizar la desalación por lavado del petróleo se deben seguir los siguientes pasos:

1. Precalentamiento del crudo: Se calienta petróleo crudo a un rango de temperatura entre 100°C-150°C con propósito de reducir su viscosidad y mejorar la separación de las fases.

2. Inyección del petróleo crudo: Se inyecta de un 4%-10% de agua dulce (Respecto al volumen del petróleo crudo), que se mezcla rápidamente con el petróleo mediante agitadores estáticos o mezcladores mecánicos esta inyección de agua ayuda a la dilución de las sales.

3. Coalescencia y decantación: Las gotas de agua se unen formando gotas más grandes, el crudo pasa por un desalador electrostático (aplicando un campo eléctrico que acelera su separación) o decantador donde se separa el agua mezclada arrastrando las sales disueltas.

4. Extracción de la fase que contiene la sal: El agua que contiene las sales es extraída al fondo del equipo y el petróleo crudo ya está listo para ser refinado. (Martínez,2011).

3.3. Desalación Electrostática.

La desalación electrostática se basa en la aplicación de campos eléctricos de alta tensión para separar las gotas de agua salada (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2) emulsionadas en el crudo que son impurezas que provocan corrosión, incrustaciones, desactivación de los catalizadores en el proceso de refinación.

Para realizar este método se necesita precalentar el crudo a 120-150°C para reducir la viscosidad, posteriormente se agrega agua dulce (menos del 10%) para mejorar el barrido de las sales, después el petróleo crudo pasa por un tanque que contiene electrodos que generan el campo eléctrico en donde las gotas de agua se atraen y se unen acumulándose en el fondo, esas gotas de agua llevan las sales, el agua que quedo al fondo se extrae y posteriormente es tratada. (Mendoza,2018).

La desalación electrostática es un método importante debido a su eficiencia con crudos con emulsiones muy estables: Este tipo de desalación es el preferido ya que al aplicarlo permite alcanzar los estándares más altos de calidad antes de refinar el petróleo.

3.4. Desalación por métodos químicos/combinados.

La desalación por métodos químicos combinados requiere del uso de aditivos químicos (desemulsificantes, surfactantes y agentes humectantes) que ayudan a romper las emulsiones de agua-aceite y hacen más fácil que el agua que contiene las sales pueda ser libre y se puedan retirar las sales por decantación o sedimentación. (Solano,2020).

Para realizar este método se necesita calentar el crudo a menos de 150°C para disminuir su viscosidad, posteriormente se inyectan los productos químicos adecuados de forma proporcional al tipo de emulsión y volumen del crudo, se mezcla mediante agitación controlada para asegurar una distribución homogénea del producto químico que se agregó con el crudo, aquí es importante tomar en cuenta que si se desea extraer un mayor contenido de sal se puede adicionar agua dulce al petróleo para que esta arrastre aún más sales (teniendo en consideración el acceso que se tenga a agua dulce y considerando que se necesitara mayor costo al tener que tratarla), por último el agua salada es extraída mediante algún método como la sedimentación o la centrifugación y luego es tratada mientras que el crudo ya se encuentra desalinizado listo para sus siguientes etapas.(Ghouti,2019).

Este tipo de desalación combinada es de gran ayuda para retirar sales del petróleo siempre y cuando se haga un correcto análisis del tipo de petróleo y si este contiene emulsiones y de que tipo, así como la selección del químico a agregar considerando la dosis que debe de agregarse, al realizar bien los pasos este tipo de desalación es altamente eficiente incluso en condiciones operativas difíciles donde se cuente con restricciones de espacio y se busquen procesos compactos pero eficientes.

Tabla 8. Métodos tradicionales de desalación de petróleo.

Tipo de desalación.	Ventajas.	Desventajas.
Desalación por lavado. (Mendoza,2018).	*Método simple y económico. *Puede aplicarse a gran escala. *Puede combinarse con otros métodos.	*Necesita gran cantidad de agua dulce. *Genera agua residual salina que necesita tratamiento. *Poca eficiencia con crudos pesados.
Desalación Electrostática. (Kamran,2010).	*Alta eficiencia en emulsiones estables.	*Mayor inversión debido al uso de alto voltaje.

	*Menor requerimiento de agua. *Operación continua y automatizable.	*Requiere personal capacitado en sistemas eléctricos. *Puede generar descargas.
Desalación por métodos químicos combinados. (Solano 2020).	*Alta eficiencia. Permite una desalación profunda. *Permite combinarse con otros métodos. *Se adapta al poco espacio que se tenga.	*Alto costo de los químicos si no se controlan(dosifican). *Si los aditivos no se eliminan completamente pueden afectar a los catalizadores o a la refinación.

3.5. Técnicas Avanzadas para un desalado eficiente.

En la actualidad cada vez se van extrayendo crudos más complejos (pesados, con mayor contenido de sales, agua) que los métodos tradicionales de desalación no son suficientes en cuanto a eficiencia, sostenibilidad, en busca de soluciones han aparecido técnicas avanzadas que ayudan a retirar las sales del petróleo crudo difícil adaptándose a desafíos ambientales y operacionales utilizando cada vez menor energía y aditivos.

Estas técnicas avanzadas se consideran que a futuro serán las únicas utilizadas para el tratamiento inicial del petróleo ya que permiten mejorar la calidad del petróleo crudo antes de ser refinado para que cumpla las normas ambientales más exigentes y sobre todo son muy importantes ya que no ponen en riesgo el agua dulce que es de consumo humano como otros métodos de desalación que ocupan una gran cantidad de agua.

3.6. Desalación Electro-coalescente mejorada.

Este tipo de desalación mejorada es una técnica avanzada que combina la coalescencia inducida por un campo eléctrico con mejoras de diseño en el sistema y el uso de materiales resistentes a la corrosión para remover eficientemente sales inorgánicas disueltas en el agua emulsionada en el petróleo, las mejoras que se realizan a la electrocoalescencia típica son el uso de campos pulsados y electrodos optimizados que ayudan a que el proceso sea más rápido y eficiente debido a la mejora de la polarización y el usar materiales resistentes para los electrodos que resisten a la corrosión y mejoran la distribución del campo eléctrico haciendo que la fusión de las gotas de agua que arrastran en las sales sea más rápida(se requiere de 2-5 min de tiempo de retención o espera)para que caigan al fondo para posteriormente ser extraídas por el fondo del equipo.

Las mejoras con respecto al método tradicional son:

Uso de campos eléctricos pulsados. Rompen las emulsiones incluso las más resistentes.

Uso de electrodos de geométrica optima. Mejoran la distribución del campo evitando que existan descargas eléctricas y corrosión.

Uso de sensores. Se tiene un control inteligente de voltaje, frecuencia y temperatura.

Para realizar este método existe la opción de precalentar el crudo especialmente si este es muy viscoso la temperatura debe de ser menor a los 120°C ya que solo se busca reducir un poco la viscosidad, después se adicional agua de lavado dependiendo del tipo del crudo pero no debe exceder del 10% respecto al volumen total del petróleo crudo(en el caso de un crudo liviano solo se requiere 3%-5% y de un crudo mediano 5% y crudo pesado el 10%),después entra al desalador electrostático donde se encuentran los electrodos mejorados que buscan una alta eficiencia, se aplica el campo eléctrico pulsado entre 15000-30000V induciendo la unión de gotas salinas que caen al fondo y son extraídas para dejar al petróleo crudo con menor del 5% de sales.(Santos,2020).

Según estudios de (Mansori,2020) y (Ramos,2018) la desalación electro-coalescente aumenta de un 25%-35% la eficiencia en la remoción de sal en comparación con los métodos tradicionales y sin el uso de desemulsificantes siempre y cuando este método se realice de forma correcta.

3.7. Desalación mediante el uso de nanomateriales y surfactantes inteligentes.

Este tipo de desalación es un método avanzado que utiliza nanopartículas y surfactantes inteligentes que responden a estímulos como el pH, temperatura o campos eléctricos para romper emulsiones estables de agua-sal en el crudo y se puedan extraer las sales disueltas este método busca superar a los otros métodos típicos teniendo mayor eficiencia.

Las nanopartículas utilizadas miden entre 1-100nm con propiedades químicas y físicas que tienen la función de aumentar el tamaño de las gotas de agua facilitando su coalescencia y rompiendo emulsiones estables que el crudo pueda contener, pero sobre todo lo más importante es que atraen y absorben a los iones salinos reduciendo el % de sal del petróleo crudo. (Ghouti,2022). Los surfactantes son químicos que buscan reducir la tensión de las fases agua-crudo (Tienen una parte afín al agua y otra afín al petróleo) para facilitar la liberación del agua salina y la liberación selectiva de sales sin aplicar altas dosis de productos químicos como los desemulsificantes. (Tuleun,2021).

Para elegir adicionar entre un surfactante o un nanomaterial la decisión depende del tipo de crudo (liviano, medio o pesado), el tipo de emulsión (W/O, O/W), la temperatura del proceso y los requisitos para procesos posteriores, también se pueden llegar a combinar surfactantes con

nanomateriales para mejorar la eficiencia de la desalación, en la tabla 9 están los principales surfactantes y nanomateriales utilizados en la desalación del petróleo.

Tabla 9. Principales surfactantes y nanomateriales para la desalación de petróleo.

Tipo.	Ejemplo.	Función.	Ventajas.	Obs.
Surfactante Catiónico.	Cloruro de cetiltrimetilamonio. (CTAC)	Rompe emulsiones y mejora la coalescencia.	Eficaz en crudos pesados.	Requiere control de las dosis para evitar residuos en el crudo.
Surfactante aniónico.	Dodecilbenceno sulfonato de sodio. (SDBS)	Reduce la tensión ente el agua y crudo.	Económico.	Poco efectivo en petróleos viscosos.
Surfactante no iónico.	Alcohol Etoxilado.	Desestabiliza emulsiones.	Menos corrosivo que otros surfactantes.	Se puede combinar con otros aditivos químicos.
Surfactantes Inteligentes.	Estimulados por pH o temp.	Activación selectiva para desalar.	No generan tantos residuos.	Son aún una tecnología emergente.
Nanopartículas metálicas.	Óxido de hierro. (Fe_3O_4).	Adsorbe las sales.	Recuperación magnética.	Rompe emulsiones.
Nanopartículas de Sílice.	Nanosílice.	Remoción de cloruros.	Como mejora se puede combinar con surfactantes.	Pueden requerir de eliminación posterior.

Los pasos para realizar este tipo de desalación comienzan calentando el crudo a menos de 90°C, después se adicionan los nanomateriales o surfactantes (al crudo caliente) en bajas concentraciones y se agita de forma controlada para que tenga contacto con las sales, posteriormente las gotas salinas se agrupan y se precipitan por gravedad siendo extraídas por el fondo, obteniendo un crudo con los estándares adecuados.

Para la recuperación de estos nanomateriales algunos se recuperan mediante separación magnética. ($FeOx$) y otros se pierden en la fase acuosa que se extrae y pueden ser tratados y recuperados en una planta de tratamiento y algunos pueden ser reutilizables, también tienen aspectos negativos como lo es que si no se formulan correctamente pueden afectar procesos como el cracking o el reformado catalítico, ocasionar reacciones no deseadas especialmente si están compuestos de metales reactivos además de que se necesita realizar un monitoreo exhaustivo para garantizar que estén funcionando y su compatibilidad con el petróleo. (Ghouti, 2022).

La desalación con nanomateriales y surfactantes representan un método avanzado en el tratamiento inicial del petróleo crudo ofreciendo soluciones más limpias, específicas y efectivas para la separación de sal, aunque aún requiere optimización en la industria ya que aún se encuentra en fase experimental, pero se cree que debido a la compatibilidad con crudos pesados y sostenibilidad ambiental se cree que será un método para el futuro ya que no utiliza agua. (Fathizadeh,2020).

3.8. Desalación por membranas.

La desalación por membranas es un método de separación selectiva donde se requieren de membranas semipermeables para remover sales inorgánicas como cloruros presentes en el petróleo crudo, este método utiliza la filtración a nivel molecular permitiendo el paso de moléculas de agua y sales disueltas mientras impide el paso del crudo.(Dependiendo el diseño puede ser al revés),este método ha tomado relevancia por su bajo impacto ambiental y alta eficiencia, puede utilizarse solo este método para desalación del petróleo o incluso puede complementar al desalado por lavado cuando se busque una menor cantidad de sal en el crudo.(Mistry,2016).

Para la desalación por membranas se requiere de membranas resistentes a hidrocarburos, alta temperatura y presión que permitan desalar al crudo sin ser afectadas, el primer paso para este tipo de desalación es reducir la viscosidad del crudo calentándolo, posteriormente el crudo pasa a través de un módulo de membrana donde se le permite el paso al agua y las sales, reteniendo al crudo deshidratado y ya desalinizado, el agua es removida para su posterior tratamiento, el crudo sale con menor cantidad de aguas y desalinizado listo para ser refinado.

La desalación por membranas es una alternativa prometedora para un avanzado tratamiento, especialmente cuando no se quiera utilizar agua o el acceso a agua dulce sea limitado incluso en la actualidad donde se buscan cada vez más que los procesos sean limpios y eficientes sin poner en riesgo un recurso indispensable como lo es el agua, aunque se tiene el desafío de adaptación de membranas que funcionen para crudos pesados. (Wang,2017).

3.9. Desalación por campo magnético.

La desalación por campo magnético es un método físico que no cambia ni modifica químicamente al petróleo crudo pero que busca reducir el % de sales principalmente cloruros presentes en el petróleo crudo con el uso de campos magnéticos haciendo pasar al petróleo crudo por una celda o un tubo donde se aplica el campo magnético de intensidad entre 0.1-1Tesla dependiendo el

tipo de emulsión y de crudo, este método tiene el objetivo de desestabilizar emulsiones existentes de agua en el petróleo mediante el alineamiento de los iones Na^+ , Ca^+ , Cl^- , aumentar el tamaño de las gotas que llevan los iones que componen las sales para posteriormente quedarse en el fondo y ser extraídos del petróleo.

Los pasos para este tipo de desalación comienzan calentando el petróleo a 60°C , posteriormente filtrándolo para eliminar sólidos suspendidos antes de la ampliación del campo, el crudo pasa por una celda o tubo en el que se le aplica el campo magnético para después pasar un tanque de sedimentación en donde gotas de agua salinas serán arrastradas al fondo del tanque para posteriormente ser extraídas del petróleo, el petróleo pasa por un monitoreo donde se le mide la salinidad para ver si cumple con la normatividad.

Actualmente este tipo de desalación está siendo utilizado en refinerías piloto que quieren lograr reducir el uso de químicos en este proceso, se considera una técnica de desalación avanzada debido al bajo impacto ambiental y a la poca generación de residuos líquidos que se tiene al desalar con este método, es una alternativa innovadora, sustentable y libre de líquidos aunque aún no está 100% desarrollada debido a problemas económicos y técnicos ya que requiere de un filtrado previo a la aplicación del campo magnético. (Mahdavi,2015)

3.10. Desalación con el uso de tecnología de microondas y ultrasonido.

Este método es no convencional y no invasivo que requiere de ondas electromagnéticas (Microondas) y ondas acústicas de alta frecuencia (Ultrasonido) con el objetivo de romper emulsiones, facilitar la coalescencia, aumentar la eficiencia del desalado sin la necesidad de una gran cantidad de aditivos químicos o incluso de calor. (Zaki,2021).

Su funcionamiento se basa en la aplicación de microondas con frecuencia entre 300MHz que ocasionan un calentamiento selectivo del agua que se encuentra dentro del crudo (debido a su alta constante dieléctrica, provocando que las gotas se expandan y vibren debilitando la película estabilizadora, al debilitar esta película las gotas se unen y es más fácil de sedimentarlas, mientras que al aplicar el ultrasonido generalmente de 2MHz provoca una agitación y vibración que contribuye de igual manera a desestabilizar las emulsiones que existen y haciendo que se unan con las otras gotas salinas resultantes de la aplicación de microondas ambas técnicas se aplican dentro del mismo equipo para lograr una mayor eficiencia y extraer la mayor cantidad posible de gotas de agua salinas que son separadas debido a la diferencia de densidad por sedimentación.

Este método actualmente se encuentra en investigación avanzada y solo ha podido ser aplicado en refinerías piloto. (Batanony,2020).

Tabla 10. Técnicas Avanzadas de desalación de petróleo.

Técnica Avanzada.	Ventajas.	Desventajas.
Desalación Electro-coalescente mejorada. (Ramos,2018).	<ul style="list-style-type: none"> *Alta eficiencia >95% *No requiere desemulsificantes químicos. *Uso de menor cantidad de agua dulce. 	<ul style="list-style-type: none"> *Alto costo de instalación inicial. *Requiere mantenimiento continuo para los electrodos.
Desalación mediante el uso de nanomateriales y surfactantes inteligentes. (Fathizadeh,2020).	<ul style="list-style-type: none"> *Reducción del uso de desemulsificantes tradicionales. *Menor consumo energético que métodos térmicos o electrostáticos. *Adaptable, alta eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> *Costo elevado de algunos nanomateriales. *Falta de estandarización en la industria (Aun se encuentra en fase experimental). *Posible generación de residuos. (Nanopartículas). *Pueden ocasionar corrosión.
Desalación por membranas. (Wang,2017)	<ul style="list-style-type: none"> *Alta eficiencia en la remoción de sales. (90% de remoción) *No requiere mucha agua. *Menor generación de contaminantes. 	<ul style="list-style-type: none"> *Ensuciamiento o “fouling” de membranas con asfaltenos, ceras, sólidos. *Sensibilidad a crudos pesados o con alto contenido de solidos suspendidos (aún se encuentra en desarrollo).
Desalación por campo magnético. (Mahdavi,2015)	<ul style="list-style-type: none"> *No requiere productos químicos. *No altera la composición del petróleo. *Bajo consumo energético comparado con métodos térmicos. 	<ul style="list-style-type: none"> *Método aun en desarrollo y solo se ha aplicado de manera piloto. *Alta inversión en equipos de campo magnético. *Eficiencia variable (en crudos pesados no elimina por completo las sales).
Desalación con el uso de tecnología de microondas y ultrasonido. (Zaki,2021).	<ul style="list-style-type: none"> *Buena eficiencia sin el uso de químicos. *Método no invasivo para el petróleo. *Tiene menor consumo de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> *Equipos de microondas industriales y generadores ultrasónicos son altamente costosos. *El método aún se encuentra en fase de desarrollo.

3.11. Factores que afectan la eficiencia del desalado de petróleo crudo.

Temperatura.

Al aumentar la temperatura se reduce la viscosidad facilitando la separación de agua salina.

Inyección de agua dulce.

En algunos tipos de desalación se requiere de la inyección de agua dulce que debe de tener un pH neutro de 6.5-7.5 idealmente porque de lo contrario esta agua podría crear emulsiones más estables en el petróleo crudo.

Tipo de sales que tenga el petróleo crudo.

Una sal de fácil extracción como el Cloruro de Sodio puede ser eliminada rápidamente, mientras que existen sales que son menos solubles como las sales de Calcio o Magnesio y para ser extraídas requieren un tratamiento más exhaustivo.

Campos eléctricos.

En los tipos de desalación donde se requiere de campos eléctricos se debe de tener el voltaje adecuado que ronda entre (15-35kV) porque de lo contrario la desalación será ineficiente.

Aditivos Químicos.

Cuando se busque la ayuda de aditivos químicos para ayudar a romper las emulsiones se necesita tener un buen control de la dosis ya que una mala dosificación o formulación puede crear espumas en el petróleo o un desalado deficiente.

Las recomendaciones para tener una buena eficiencia en los procesos de desalación son el tener un buen control de la temperatura antes de empezar con el método de desalación que se haya adecuado, en el caso de que el método seleccionado requiera la inyección de agua dulce se tiene que inyectar la cantidad necesaria, realizar análisis acerca del contenido de sal, algo importante siempre es tener un monitoreo de cualquier método seleccionado de desalación para verificar que la técnica se está llevando a cabo de forma adecuada.(Meyer,2020).

3.12. Cierre del capítulo.

La desalación de petróleo debe de ser considerada una etapa fundamental como lo es la deshidratación ambos procesos deben ser obligatorios para el tratamiento inicial del petróleo crudo antes de la refinación, al realizar la desalación del crudo se permite extraer las sales presentes en el crudo que al no ser extraídas de él podrían provocar daños a los equipos por los que va a pasar el crudo o donde se refina, corrosión, incrustaciones y afectar al tiempo de vida de los equipos, también afectar a la calidad de los productos derivados del petróleo, en este capítulo se habló de los principales métodos para eliminar estas sales del crudo así como los factores que determinan su eficiencia el conocer todo esto es importante para una correcta elección de método

de desalación de acuerdo a dos factores muy importantes (las características del petróleo crudo que se tiene y los equipos, recursos disponibles).

Para elegir el método con el cual se eliminaran las sales del petróleo crudo es importante hacer un pequeño análisis después de la deshidratación y antes de la desalación para conocer el contenido de agua y sales del petróleo porque en el caso de que el crudo tenga un bajo % de estas impurezas solamente puede requerir de una desalación por lavado, mientras que si el petróleo aún tiene emulsiones estables que no fueron eliminadas por completo en la deshidratación se necesitara utilizar un método más avanzado como el uso de surfactantes inteligentes, si el crudo que se desea desalar es pesado requerirá un método más agresivo y que implique una mayor temperatura como lo es la desalación con campos eléctricos o con microondas, cuando no se tenga disponible la infraestructura para realizar el método “adecuado” y se quiera saber cuál sería el método donde el petróleo eliminaría la mayor cantidad de sales se realizan pruebas de botella que son simulación en el laboratorio donde se evalúan diferentes métodos en muestras pequeñas pero reales del crudo que se va a tratar para de ahí seleccionar el método más conveniente.

Una correcta elección e implementación de cualquier tipo de desalación tendrá un impacto positivo ya que no existe un tipo de desalación universal (se deben de considerar las características del crudo y la infraestructura con la que se cuenta) respecto a lo económico, a la eficiencia, cuidado de los equipos, reducción de contaminantes y el cumplimiento de la calidad.

Capítulo 4. Análisis, descripción y estrategias.

En este capítulo se realiza un análisis de los tipos, funcionamiento, diseño, beneficios de la deshidratación y la desalación de petróleo crudo en el contexto de México, se presenta un diagrama de un sistema convencional típico de estos procesos donde se muestran los componentes principales, las consideraciones de diseño necesarias para una separación eficiente del agua del crudo y una extracción eficiente de las sales que contiene el crudo.

En este capítulo también se habla de las estrategias para minimizar la corrosión y el desgaste de los equipos que es de suma importancia para alargar el tiempo de vida útil de los equipos reduciendo los costos de mantenimiento y de operación. También se habla del papel que tienen estos procesos dentro de la cadena de valor del petróleo crudo, de como una deshidratación y desalación tiene un impacto positivo en la rentabilidad, el cumplimiento de normas y la integridad de los equipos, se mencionan ejemplos reales en México de las ventajas que se tienen integrando estos métodos.

Por último, pero no menos importante se presenta un caso de estudio en México de la Refinería Olmeca Dos Bocas ubicada en Paraíso Tabasco y que es una de las refinerías más importantes debido a su diseño para procesos avanzados como coquización, hidrotreatmento, FCC, reformado catalítico y por su capacidad de 340,000bpd (Siendo la de mayor capacidad) actualmente en 2025 de México, se analiza el caso de esta refinería debido a sus recientes desafíos técnicos y logísticos que ha presentado en los primeros meses de este año con su petróleo crudo, se plantean soluciones y recomendaciones basadas en los métodos de los anteriores capítulos.

Finalmente se presenta un análisis de los beneficios económicos y ambientales que se tendría en la industria mexicana en general como para el caso de estudio de la refinería dos bocas, sobretodo se menciona la importancia de invertir en la tecnología para realizar estos métodos como una estrategia fundamental para el tratamiento inicial del petróleo crudo y como este tratamiento inicial es fundamental para incrementar la productividad, asegurar el cuidado de los equipos y la calidad de los derivados del crudo.

4.1. Principales equipos involucrados en la deshidratación y desalación.

La siguiente tabla muestra los principales equipos que son utilizados para deshidratar y desalar, muchos de los equipos que se mencionan son utilizados en los 2 procesos recordando que, aunque lleguen a requerir de los mismos equipos tienen diferentes objetivos a pesar de tener condiciones similares de temperatura y presión. Estos equipos pueden hacer combinaciones de acuerdo a los requerimientos necesarios y de acuerdo a eso su objetivo será desalar o

deshidratar, recordando que para que se pueda llevar a cabo una desalación efectiva primero se debe deshidratar ya que las sales están disueltas en el agua.

En la actualidad se busca tener instalaciones modernas donde la deshidratación y la desalación puedan integrarse y hacerse al mismo tiempo (en el mismo tren de tratamiento)

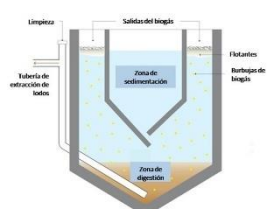
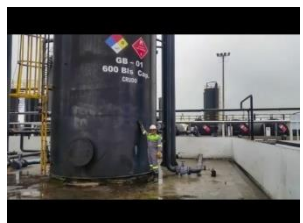
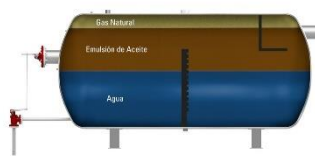
-Calentar el crudo.

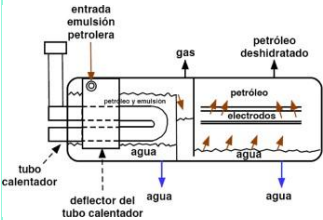

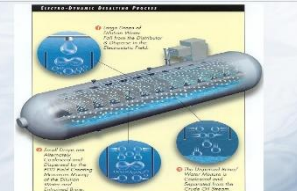

-Inyectar agua dulce para arrastrar las sales.


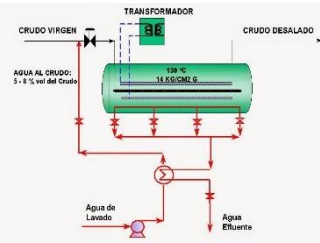


-Romper las emulsiones que existan en un desalador electrostático.



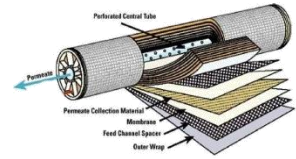
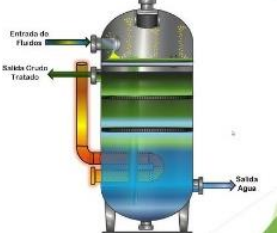
Para lograr eliminar agua y sales dentro de una misma unidad.



Tabla 11. Principales equipos utilizados.

Equipo.	Uso.	Deshidratación	Desalación	Ilustración.
Tanque de sedimentación.	Separar el agua libre del petróleo por diferencia de densidades.	X	X	 <p>(Tomada de iagua).</p>
Gun Barrel.	Es un taque de tratamiento vertical que se utiliza para separar agua del petróleo crudo. (libre, salina).	X	X	 <p>(Tomada de Sena Regional).</p>
Eliminadores de agua libre. (EAL-FWKO).	Separar el agua no emulsionada del petróleo, pueden ser horizontales, verticales o de 3 fases. (Agua, gas, petróleo).	X		 <p>(Tomada de Kinray.com)</p>

<p>Deshidratador electrostático.</p>	<p>Funcionan mediante la aplicación de un campo eléctrico que rompe emulsiones de agua en el petróleo.</p>	<p>X</p>		<p>(Tomada de Researchgate).</p> 
<p>Bombas dosificadoras.</p>	<p>Su objetivo es inyectar agua dulce o químicos desemulsificantes</p>	<p>X</p>	<p>X</p>	 <p>Bombas dosificadoras de químicos</p> <p>(Fuente: Carbotecnia)</p>
<p>Desaladora Cyelectrica.</p>	<p>Esta desaladora elimina las sales en un 90%, ocupa un campo eléctrico y es recomendable en crudos pesados y viscosos.</p>		<p>X</p>	<p>(Tomada de una presentación de PEMEX para la refinería lázaro cárdenas)</p> 
<p>Desaladora Bielectrica.</p>	<p>El principio de esta desaladora es alimentar dos corrientes del crudo emulsionado en 3 electrodos para una mayor capacidad, su</p>		<p>X</p>	<p>(Tomada de una presentación de PEMEX para la refinería lázaro cárdenas)</p> 

	eficiencia es del 98-99%.			
Tanques atmosféricos.	Son utilizados para la separación natural por sedimentación.	X		 <p>(Fuente: Plaremesa).</p>
Desalador electrostático.	Tiene el mismo principio que el deshidratador electrostático, solo que incluye un inyector de agua que ayuda a remover sales.		X	<p>(Tomada de operador petrolero blogs).</p> 
Calentadores.	Estos equipos buscan transferir calor al crudo para que disminuya su viscosidad y sea más fácil una separación de fases.	X	X	 <p>(Fuente:Kinergy).</p>
Centrifugas.	Su principio es el uso de la fuerza centrífuga para acelerar la separación entre las fases (agua, crudo).	X	X	<p>(Uso limitado)</p>  <p>(Fuente:Artilab).</p>

<p>Motobombas.</p>	<p>Impulsan al crudo desde los tanques de almacenamiento hacia los deshidratadores, desaladores, calentadores, también sirven para inyectar agua, para dosificar los aditivos, etc.</p>	<p>X</p>	<p>X</p>	 <p>(Fuente:HAB.COM)</p>
<p>Válvulas de control.</p>	<p>Regulan la presión y el flujo en mezcladores y tanques.</p>	<p>X</p>	<p>X</p>	 <p>(Tomada de grupo hidraulica).</p>
<p>Membranas de desalación.</p>	<p>Son membranas inteligentes que ayudan a nanofiltrar el petróleo para separar las sales.</p>	<p></p>	<p>X</p>	 <p>(Fuente:Lenntech).</p>
<p>Tratador térmico.</p>	<p>Su principio es el aplicar calor al crudo para romper las emulsiones de agua-aceite.</p>	<p>X</p>	<p>X</p>	 <p>(Fuente:Emerson)</p>

Coalescedor hidráulico o mecánico.	Ayudan a la unión de agua libre o incluso agua salina para facilitar su decantación.	X	X	 (Tomada de Bolefil.com)
Mezclador dinámico.	Permiten que se lleve a cabo la inyección de agua dulce para arrastrar las sales del crudo.		X	 (Tomada de Huber México).

4.1.1. Diagrama de un sistema convencional de refinación incluyendo la deshidratación y desalación de petróleo crudo.

La deshidratación y la desalación de crudo deben de considerarse como etapas previas antes de la refinación que son indispensables para que una refinería funcione de forma eficiente y segura, su implementación no solo busca cumplir con las normas de % de agua y de sales en el petróleo crudo, sino que también garantizar la estabilidad química y térmica del sistema.

Cuando un crudo no tratado (SIN DESHIDRATAR Y DESALAR) entra a las unidades de refinación específicamente a las columnas de destilación arrastra una carga considerable de agua, sales que pueden comportarse de manera agresiva al exponerse a temperaturas superiores a los 200°C (recordando que la refinación se realiza a temperaturas desde los 200°C hasta los 400°C), tomando en cuenta esto al no realizar el pre tratamiento del crudo se desencadenando reacciones no deseadas, por ejemplo las sales que generalmente son cloruros generan ácidos halogenados como el HCl, que ataca a las aleaciones metálicas de los equipos.

Desde el punto de vista de la transmisión de calor, si un crudo presenta un alto contenido de agua y sal afecta directamente el desempeño de los IC, generando incrustaciones, reduciendo los coeficientes de transferencia y aumentando la caída de presión. (Generando un mayor consumo de energía y mayor esfuerzo de bombeo, es por todos estos problemas que se busca el reducirlos con la deshidratación y la desalación que no solo quita el agua y extrae las sales si no que al aplicarlo se reducen costos adicionales, el crudo refinado se puede vender a un mayor

precio, los equipos de refinación alargan su tiempo de vida al ser cuidados, se cumple con la normativa para comercialización y se asegura la calidad de los derivados del crudo.

En el siguiente diagrama se muestra el orden para refinar incluyendo los procesos de deshidratación y desalación de petróleo crudo.

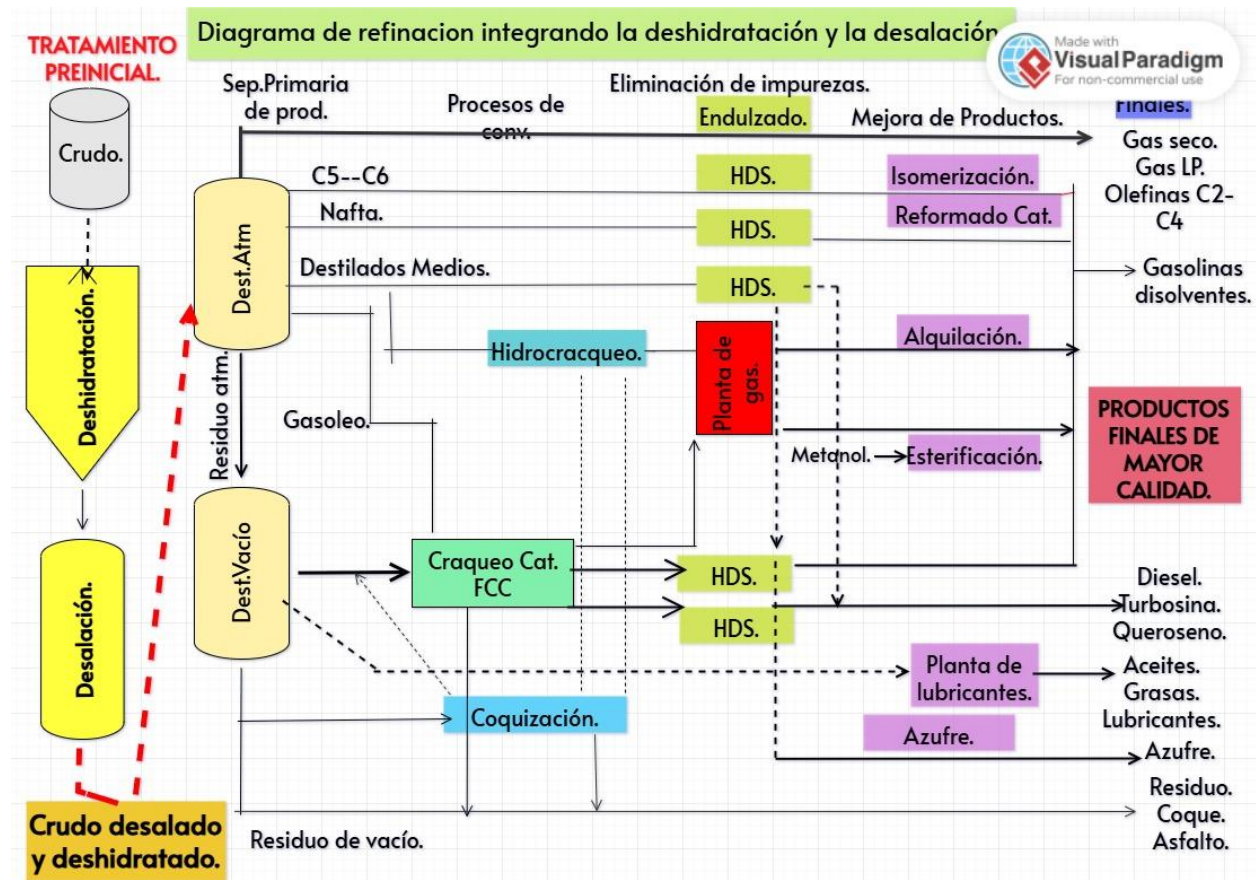


Ilustración 12. Diagrama de un sistema convencional de refinación incluyendo la deshidratación y desalación de petróleo crudo.(Fuente: Elaboración propia).

4.1.2. Consideraciones para implementar un sistema de deshidratación y desalación.

Un sistema convencional para deshidratar y desalar petróleo debe de diseñarse de acuerdo a las necesidades y características del crudo que contemplen las siguientes consideraciones antes de diseñar la metodología:

1.Características del crudo. (Speight,2014).

Contenido de agua (libre y emulsificada).	Es necesario para saber qué tipo de deshidratación requiere el crudo.
--	---

Contenido de Sales.	Es necesario para saber qué tipo de desalación requiere el crudo.
Viscosidad y densidad del crudo.	Es necesario conocer esta información porque puede afectar en caso de que se lleve a cabo una separación por gravedad o térmica.
Estabilidad de las emulsiones.	Es necesario para saber si se requiere de una técnica más avanzada como químicos desemulsificantes o campos eléctricos con mayor intensidad.
Calidad del producto deseado.	Con base a las normas de exportación $\leq 0.5\%$ BS&W (Basic Sediment & Water), ≤ 10 PTB de sal (pounds per thousand barrels).

Tabla 12. Consideraciones de acuerdo al crudo.

2. Condiciones de operación. (Takamura, 2007).

Tabla 13. Consideraciones de acuerdo a las condiciones de operación.

Temperatura de operación.	110-150°C (Rango recomendado) para reducir la viscosidad y mejorar la coalescencia.
Presión.	Debe de ser controlada para evitar pérdida de eficiencia.
Relación agua/crudo. (Para lavado o diluir).	$>3\% < 10\%$ respecto al volumen total de crudo.
Tiempo de retención.	Dependiendo el tipo de crudo debe de calcularse con la formula (ilustración 3).
Selección de equipos.	Dependiendo del tipo de deshidratación y de desalación a llevar a cabo se eligen los equipos.
Configuración de equipos electrostáticos.	Se deben de elegir el número de electrodos que se requieran de acuerdo al tipo de crudo o método, pero el voltaje debe de estar entre 15-35kV (dependiendo de la viscosidad y la salinidad).

<p>Tamaño del equipo.</p>	<p>El tamaño de los equipos en el caso donde se haga uso de electrodos estos deben de tener una altura de electrodo a nivel del líquido 20-50 cm mínimo y tener un área de asentamiento proporcional al flujo.</p>
<p>Detección de arcos eléctricos (en electrocoalescencia).</p>	<p>Se debe de tener un control del equipo para evitar los arcos eléctricos ya que son no deseados y pueden formar espuma o burbujas en el petróleo crudo, dañar los electrodos, perder el control del proceso, paro de la planta, riesgo de incendio o explosión, descomposición de los desemulsificantes.</p>
<p>Tratamiento del agua que se separe.</p>	<p>El diseño debe incluir un sistema para enviar el agua separada (unidades de tratamiento) para ser tratada y cumplir con normas ambientales antes de su disposición.</p>
<p>Monitoreo y medición.</p>	<p>Debe de tomarse en cuenta forzosamente el incluir monitores en línea para medir el contenido de agua y sal en el crudo tratado, y el tener un muestreo periódico para control.</p>
<p>Estabilidad.</p>	<p>Se debe considerar el diseño del equipo de acuerdo a las necesidades y pensar en el futuro en caso de requerir una expansión a futuro.</p>
<p>Unidad modular. (Sistemas de procesamiento para petróleo que son prefabricados y transportables, diseñados para ser ensamblados rápidamente en el sitio).</p>	<p>Es recomendable el considerar el sistema como una unidad modular que son unidades de estructura compacta preparada para transporte y operación rápida, que cuenta con tanques, bombas, calentadores, válvulas, sensores, tableros de control, conexiones estándar, y sobre todo es posible integrar sistemas que se requieran a futuro.</p>

Nota: El calentamiento es muy efectivo para reducir la viscosidad y mejorar la separación de las fases, pero se debe tener un buen control ya que temperaturas altas ocasionan craqueo térmico.

Diseñar e implementar un sistema de deshidratación y desalación no solo es instalar equipos, si no integrar un proceso adaptado a las necesidades, las características del crudo, la calidad exigida del producto y las condiciones operativas y ambientales del sitio, la relación entre cada una de estas consideraciones es clave ya que cualquier anomalía o parámetro que no se considere puede ocasionar pérdida de la calidad del crudo, corrosión acelerada o daño a los equipos de refinación posteriores, un diseño óptimo logra eficiencia, seguridad, durabilidad del equipo y cumplimiento normativo.

4.2. Costo de implementar un sistema para la deshidratación y desalado en crudos.

Para implementar un sistema de deshidratación y desalación se tiene que tener en cuenta que no es un gasto si no una inversión estratégica para operar de manera eficiente y segura en una refinería, el retorno de la inversión es posible lograrse rápidamente a través de los ahorros en mantenimiento, el aumento de valor del producto y el cumplir con las normas ambientales, cada costo de proyecto es personalizado de acuerdo a las necesidades y exigencias pero se deben de tener las siguientes consideraciones. (Abdel-Aal, 1998).

❖ Costos de inversión:(CAPEX)

Los costos de capital para implementar estos procesos dependen de la capacidad que se requiera instalar, el tipo de crudo, y los tipos de deshidratación y desalación que se van a utilizar (de los anteriormente mencionados en el capítulo 2 y 3)

Este CAPEX incluye:

- Deshidratadores y desaladores.
- Sistemas de calentamiento.
- Infraestructura eléctrica.
- Sistemas para inyección química.
- Tanques.
- Tuberías.
- Bombas.

-Válvulas.

-Control automático.

-Obra civil, montaje, ingeniería.

Nota: Si se trata de un proyecto que necesite cumplir con requerimientos ambientales más estrictos estos pueden aumentar el costo total hasta en un 30% más.

❖ Costos Operativos:(OPEX)

Los costos operativos dependen del tipo de crudo principalmente, de la frecuencia de mantenimiento, precios de la energía utilizada y químicos, en los casos donde se trata con crudos pesados, de alta viscosidad o con emulsiones estables los costos de los químicos y de la energía son más elevados.

Los componentes del OPEX son los siguientes:

-Energía eléctrica que utilizan los electrodos, bombas.

-Calor (Combustible, gas para calentadores).

-Precio de los químicos desemulsificantes.

-Agua de dilución, agua dulce de lavado y tratamiento del agua extraída el crudo.

-Reemplazo de membranas.

-Mantenimiento.

-Mano de obra.

Nota: El OPEX es un costo anual por lo que algunas empresas lo toman como una pérdida significativa, pero estos costos están justificados en la mejora de la calidad del crudo y sus productos derivados, la protección de los equipos y el alargar su tiempo de vida ya que en comparación con el CAPEX representa un % bajo.

A continuación, se ejemplifica un proyecto de La refinería "Gral. Lázaro Cárdenas" de PEMEX ubicada en Minatitlán, México para la inversión en una planta de deshidratación y desalación combinada de nombre U-10000 para petróleo 100% maya en 2009. (Salinas,2009).

Objetivo: Instalar una unidad para deshidratar (quitar agua del petróleo) y desalar (quitar sales de petróleo) en la refinería Lázaro Cárdenas con una capacidad instalada de 1500,000 bpd máx. de petróleo crudo maya.

El encargado de este proyecto determino un costo de CAPEX de aproximadamente \$340 millones de dólares que incluye los siguientes equipos:

- 79 Motobombas.
- 13 Turbobombas.
- 24 Bombas dosificadoras.
- 28 Soloaires.
- 3 Compresores de aire.
- 102 Intercambiadores de calor de tubo y coraza.
- 4 Desaladoras Cyelectrica.
- 4 Tanques Atmosféricos.
- 3 Calentadores a fuego directo.
- 170 Lazos de control.
- 173 Válvulas de control.
- 189 Válvulas de seguridad.
- 1 Cuarto satélite de control.
- 1 subestación con dos alimentadores para consumo de 12 MW.

Nota: Este ejemplo fue tomado de información creada por (Salinas,2009) para el proyecto de la unidad U-1000 de PEMEX en la refinería Lázaro Cárdenas solo para ejemplificar y dimensionar los costos de implementar la deshidratación y la desalación, pero el costo para cada proyecto debe de ser calculado de acuerdo a los requerimientos, necesidades(tipo de crudo a procesas, capacidad de tratamiento requerida, técnicas seleccionadas,unicacion geográfica del proyecto, disponibilidad de serv.aux como agua y electricidad) y puede resultar muy variable en comparación con lo ejemplificado y tomando en cuenta que fue presentado en 2009 y estamos en 2025 y ha existido un incremento de precios en los equipos debido al encarecimiento de los

materiales industriales como el acero inoxidable, valulas especiales y equipos eléctricos certificados, el aumento del precio de la energía y la creciente exigencia con normas ambientales, por todos estos motivos NO existe un costo estándar para implementar estos procesos.

4.3. Estrategias para minimizar la corrosión y el desgaste de los equipos.

La deshidratación y la desalación del crudo no son únicamente procesos previos a la refinación si no que deben de considerarse como estrategias fundamentales para minimizar la corrosión y el desgaste de los equipos industriales por los cuales pasa el crudo. (Speight,2014).

El petróleo como lo hemos abordado en el capítulo 1 contiene impurezas naturales como lo son el agua libre y las sales, cuando este tipo de crudo ingresa a unidades de refinación sin tratamiento adecuado las sales se descomponen generando HCl, que ácido altamente corrosivo que ataca directamente las superficies metálicas, generando pérdida del espesor, fisuras, fallas en las columnas de destilación, por la parte de un exceso de agua también facilita la formación de incrustaciones y depósitos que favorecen nuevamente a la corrosión, además de disminuir la eficiencia, estas impurezas no solo aceleran el desgaste físico de los equipos sino que también incrementan los costos de mantenimiento y ponen en riesgo la integridad de la planta. (Gary,2007).

Mediante estos procesos, se elimina el agua libre, parte de las emulsiones y se arrastran las sales, estos procesos logran reducir los niveles de sales por debajo de 10PTB (Pounds per thousand barrels) y el contenido de agua por debajo del 0.5% lo que disminuye de forma significativa la formación de corrosión, refinar a un crudo pre tratado evita también el desgaste de válvulas, bombas, IC, tuberías, SC, se, se prolonga la vida útil de los materiales metálicos de los que están hechos los equipos. (Osman,2020).

Realizar de forma eficiente la deshidratación y la desalación del crudo no solo mejora la calidad del crudo, sino que también representa una muy buena estrategia para proteger a los equipos de la corrosión y el desgaste garantizando la sostenibilidad de operación, seguridad y el rendimiento económico del sistema de equipos de refinación. (Parkash,2003).

4.4. Deshidratado y Desalado en la cadena de valor.

La cadena de valor del petróleo crudo implica todas las etapas del ciclo productivo, desde la exploración y extracción hasta la refinación, distribución y la venta de los productos derivados, esta cadena de valor se divide en:

- ❖ Upstream (Aguas arriba): Aquí entra desde la exploración de pozos hasta la producción.

- ❖ Midstream (Aguas en medio): Involucra el transporte y almacenamiento del crudo.
- ❖ Downstream:(Aguas abajo): Refinación y el comercializar los productos de esta refinación.

La deshidratación y desalación entran entre el Upstream y el Downstream, porque deben de realizarse antes de que crudo sea refinado, estos procesos son inversiones que se recuperan rápidamente gracias a los ahorros operativos, la alta calidad del producto y la reducción de los riesgos de operación, el mayor valor del producto lo cual significa que se genera un mayor ingreso y una operación sostenible a largo plazo.

Ilustración 13. Deshidratación y desalación en la cadena de valor.



4.4.1. Ventajas de implementar la desalación y la deshidratación para alargar el tiempo de vida de los equipos.

La deshidratación y desalación son fundamentales para cuidar a los activos industriales, minimizar costos operativos y de mantenimiento a los equipos, aumentar la confiabilidad de las instalaciones, a continuación, se mencionan algunas ventajas que tienen estos procesos en el alargamiento de tiempo de vida de los equipos involucrados. (Speight,2020).

- ❖ Reducción de la corrosión interna: Ayudan a reducir significativamente la presencia de ambientes acuosos que promueven y generan corrosión por oxidación en tuberías, IC, tanques, etc.
- ❖ Menor formación de depósitos: Evitan la acumulación de sales que pueden formar costras o depósitos duros que deterioran la eficiencia térmica.
- ❖ Menor frecuencia de mantenimiento correctivo: Al quitar excesos de agua y sales se requieren menos paros por mantenimiento y menor frecuencia de limpieza, además de mayor disponibilidad de los equipos para seguir operando.
- ❖ Mayor vida útil: La reducción de las impurezas del crudo extiende la vida de los equipos al reducir probabilidades de corrosión y fisuras a los equipos.

4.4.2. Ejemplos de refinerías que tengan sistemas de deshidratación y desalación de petróleo.

Algunos ejemplos de refinerías que buscan proteger sus equipos, cumplir con especificaciones técnicas y evitar pérdidas operativas se muestran en la tabla 14.

Tabla 14. Refinerías con deshidratación y desalación.

Refinería.	Ubicación.	Capacidad inst.	Datos importantes.	Fuente.
Refinería Salina Cruz.	Oaxaca, México.	330,000bpd	Utiliza unidades de deshidratación y desalación electrostática. Este sistema le ha permitido reducir el contenido de sal a menos de 3.5mg/L y el % de agua a menos de 0.5%.	(PEMEX,2018).
Refinería Abqaiq.	Arabia Saudita.	400,000	Esta refinería aplica estrictos estándares de calidad, su petróleo pasa por un sistema de deshidratación y desalación de alta eficiencia que incluye uso de calor, desemulsificantes químicos y coalescencia electrostática.	(Aramco,2019).
Refinería Port Arthur.	Estados Unidos, Texas.	+600,000 bpd.	Esta refinería utiliza la deshidratación con sistemas automatizados	(LLC,2020).

			de inyección de agua dulce y de desemulsificantes para posteriormente desalar de manera electrostática.	
Refinería Jamnagar.	India.	+1.2 millones de bpd. (es la+ grande del mundo).	Esta refinería opera con mezclas de crudo de todo el mundo por lo que utiliza sistemas modulares y avanzados de deshidratación y desalación con control automático de inyección de químicos.	(RIL,2020)

4.4.3. Efectos de una desalación y deshidratación deficiente.

Una deshidratación y desalación deficientes ponen en riesgo la seguridad, la economía y la eficiencia de la refinación, es por ello que estos métodos deben de estar siendo monitoreados continuamente con la ayuda de sensores, medidores de nivel, análisis de laboratorio. (Mitchell,2014).

- ❖ Corrosión acelerada: Las sales que se encuentran disueltas en el crudo al llegar a temperaturas altas liberan HCl provocando corrosión agresiva a los equipos y Pitting.
- ❖ Gasto innecesario: Al realizar estos procesos y no hacerlos de manera correcta el gasto que se genera al realizarlos se vuelve un gasto innecesario traducido a perdida porque los equipos que deshidratan y desalan están siendo depreciados y no están cumpliendo su objetivo.
- ❖ Riesgo de depósitos salinos: Las sales pueden llegar a pp. en zonas de menor temperatura y formar depósitos que estoy provocan bloqueos, reducen la eficiencia y aumentan el consumo energético. (ASTM,2021).
- ❖ Formación de emulsiones estables: Si el agua no se remueve correctamente, genera emulsiones agua-aceite que son difíciles de romper en las siguientes etapas de refinación.

- ❖ Deterioro de los catalizadores: Estas impurezas no eliminadas pueden contaminar a los catalizadores utilizados en los procesos de refinación (Hidrodesulfuración HDS, Craqueo catalítico FCC) reduciendo el tiempo de vida del catalizador y aumentando costos para un nuevo catalizador.
- ❖ Reducción de la calidad del crudo: Si el crudo sigue con un alto % de agua y de sales excediendo el límite permitido para su venta o exportación puede provocar que el crudo tenga que volver a ser reprocesado generando más costos, provocar penalizaciones económicas o pérdida de contratos.

4.5. Caso de estudio: Análisis de la refinería Dos Bocas.

Contexto del problema: En febrero de 2025 el director de PEMEX, Víctor Rodríguez Padilla dio a conocer que en la refinería Dos Bocas existía un problema de exceso de agua y sale en el petróleo crudo que se estaba refinando, se especulaba que a pesar de que la refinería contaba con 4 desaladoras que trabajan con aditivos químicos el problema venia de que los proveedores de estos aditivos químicos que estaban retrasando la entrega de ellos.

Problema: Exceso agua (>6%) lo cual indica hasta 6 veces más el límite típico (Aprox. 1%) en el crudo y de sal de 3,700lb sal/1,000 barriles de petróleo cuando la ASTM tiene como límite recomendado <50lb/1,000 o que indica un exceso muy por encima del límite.

Causas identificadas:

- Fallas en el mantenimiento de las 4 desaladoras que se tienen.
- Falta de un plan estratégico donde se realice una inversión para una planta de deshidratado y desalado por diseño que contemple las características del crudo que se procesa.
- Falta de tanques para decantar adecuados.
- Uso de tanques viejos de la terminal marítima, mal diseñados y ya deteriorados por corrosión.

Impacto del problema:

- La refinería donde manda el crudo en Texas Luisiana rechazo los cargamentos y le aplicaron una penalización a PEMEX por no cumplir con la normatividad de los límites permitidos para % de agua y sales en el crudo.
- La refinería Dos Bocas tuvo un paro de operaciones para evitar daños por corrosión o depósito a sus equipos, lo cual se traduce en pérdidas económicas y penalizaciones (tuvieron que hacer descuentos al precio de exportación de su petróleo) por incumplimiento a la normatividad.

4.5.1 Desafíos que se presentan en la refinería dos bocas por el exceso de agua y sal en el petróleo.

La refinería Dos Bocas a pesar de ser la refinería con mayor capacidad instalada de 340,000 bpd convirtiéndola en la obra energética más grande en México ha enfrentado múltiples desafíos operativos, técnicos, el más reciente es el alto contenido de agua y sales en el crudo, derivado de este exceso de impurezas PEMEX puede enfrentarse a los siguientes desafíos.

- ❖ Corrosión Acelerada a los equipos donde se manejen altas temperaturas.
- ❖ Fugas.
- ❖ Altos costos de mantenimiento.
- ❖ Formación de emulsiones estables.
- ❖ Dificultad para hacer coalescer al crudo.
- ❖ Depósitos duros en tuberías.
- ❖ Disminución en la eficiencia térmica.
- ❖ Desactivación de catalizadores.
- ❖ Baja calidad en productos como gasolina o diésel principalmente.
- ❖ Aumento en los costos de operación.
- ❖ Incumplimiento de normativas ambientales.

Las causas internas del problema en Dos bocas son la falta de un sistema de pretratamiento que opere al 100% de su capacidad y que este bien diseñado, crudo de alta complejidad como lo es el petróleo maya que es altamente viscoso y tiene mayor % de agua, otro problema es que no se han integrado equipos aux. completos como calentadores, dosificadores para desemulsificantes y control de las emulsiones que debido a problemas logísticos en el almacenamiento y transporte del crudo que favorecen la estabilización de emulsiones haciéndolas más difíciles de romper.

4.6. Análisis y Recomendaciones.

Análisis:

El problema presentado sirve como evidencia de como el no tomar en cuenta la deshidratación y la desalación como un paso más indispensable para refinar petróleo desde el diseño de la refinería puede comprometer la integridad de los equipos, generar pérdidas económicas debido a penalizaciones, parar sus operaciones, también se debe de tener en cuenta que no es suficiente con tener la tecnología si no que se debe de realizar un mantenimiento a los equipos, un control y realizar los procesos de manera correcta.

Recomendaciones:

Implementar un sistema nuevo que se diseñe desde 0 de acuerdo a las necesidades de la refinería Dos Bocas donde se instalen al menos 4 trenes de deshidratación y desalación combinados con la capacidad necesaria para deshidratar y desalar los 340,000 bpd y pueda la refinería trabajar al 100% de su capacidad aprovechando la inversión que se hizo en ella.

Con este nuevo sistema se debe de tomar en cuenta que el crudo que se procesa es un crudo maya por lo cual deberá incluir como primer paso una deshidratación que lleve a cabo en tanques de sedimentación mismos en donde el crudo se puede almacenar haciendo que el agua libre que se encuentra en el crudo pueda ser extraída sin necesidad de gastar en mayor volumen de desemulsificantes donde se debe de tomar en cuenta las pruebas de botellas antes de aplicarlos para poder determinar el desemulsificante adecuado y la dosis correcta para asegurar un buen deshidratado, posteriormente se deberá incluir una deshidratación donde se aplique calor y desemulsificantes químicos que ayuden a romper las emulsiones que se encuentran en el crudo, finalmente el crudo puede pasar a las 4 desaladoras con las que ya cuenta la refinería que son desaladoras electrostáticas en las cuales se eliminaran las sales y se aprovecharan los activos ya adquiridos.(Recordando que periódicamente se tiene que extraer el agua libre, agua salina para evitar acumulaciones),el agua que sea retirada debe de ser enviada a una de las 2 plantas tratadoras de agua con las que cuenta para después de tratar esa agua pueda ser utilizada en alguno de los procesos posteriores.

Como sugerencia adicional a este nuevo sistema que PEMEX debería implementar es un monitoreo en tiempo real de contenido de sal y agua en el crudo, asegurando una automatización precisa del sistema de purgado de agua libre, PEMEX también debería empezar a apostar por el uso de membranas inteligentes que representan una nueva tecnología mas limpia y no requieren tanto espacio como el caso de un sistema mas complejo para deshidratar de desalar.

También se debe de llevar un control de mantenimiento a los equipos involucrados en estos procesos para evitar paros operativos que se traducen en pérdidas económicas, la deshidratación y la desalación para ser implementadas requieren de una inversión significativa pero que presentan más beneficios y resultan ser sostenibles, rentables y que valen la pena implementar en todas las refinerías para buscar obtener productos con la mayor calidad posible y que estos generen mayores ingresos.

(Al tener productos de mayor calidad pueden venderse más caros, también al deshidratar y refinar se evitan penalizaciones y sobre todo se cumple con la normativa ambiental que cada vez

resulta mas difícil) debido a todos estos beneficios la deshidratación y desalación son procesos fundamentales en cualquier refinería.

4.7. Beneficios económicos y ambientales de aplicar estos procesos en la industria petrolera mexicana específicamente en la refinería Dos Bocas.

- ❖ Reducción de pérdidas económicas: Con un crudo previamente deshidratado y desalado, Dos Bocas evitara descuentos en el precio por barril, que al ser cargamentos grandes representan millones de pesos.
- ❖ Protección y ahorro en mantenimiento de los equipos: Reducción en costos por reparación, remplazo de tuberías, IC, columnas de destilación, paros no programados que generan perdidas.
- ❖ Mayor rendimiento: Se logra mejor recuperación de productos valiosos como la gasolina, Diesel, optimizando el rendimiento económico de cada barril.
- ❖ Mayor productividad anual, menos perdidas por tiempos muertos.
- ❖ Menor uso de químicos correctivos ya que al separar correctamente se utiliza una menor cantidad de químicos desemulsificantes.
- ❖ Reducción de emisiones de corrosión: Prevención de derrames, emisiones toxicas y contaminación del suelo y agua (manejo adecuado del agua extraída del crudo).

Conclusiones.

La deshidratación y la desalación de petróleo crudo son procesos fundamentales cuya correcta implementación define el éxito o fracaso técnico, operativo y económico de una refinería, en esta tesina se documenta como la presencia de impurezas (sales y agua) no solo afectan la calidad de los derivados del crudo si no que también ocasionan problemas en los equipos, la eficiencia del proceso, la seguridad de la industria y el cumplimiento de los estándares ambientales para comercializar y exportar el petróleo.

El análisis de estas tecnologías tanto tradicionales como modernas han permitido demostrar que existen técnicas adaptables a distintos tipos de petróleo crudo de acuerdo a sus características desde un método simple como la sedimentación hasta métodos mas complejos como la coalescencia, el uso de nanomateriales o membranas inteligentes, cada uno de estos métodos es de suma importancia conocerlos y dejar en claro que ningún método es el “mejor método estándar” ya que todos los métodos cumplen con la función de quitar el agua del petróleo en el caso de la deshidratación y en el caso de la desalación extraer las sales, sí no que debe de tomarse en cuenta que para seleccionar un método se debe de realizar mediante un análisis donde se expongan las características del crudo y los equipos disponibles con los que se cuenten así como el acceso a servicios auxiliares como lo son la energía, el agua dulce, el espacio, etc.

También se debe de tomar en cuenta que el contar con los sistemas para realizar estos procesos no garantizan la efectividad se requiere de personal capacitado que tenga un control y monitoreo constante. Como estudiante de Ing. Petroquímica la elaboración de esta tesina me permitió comprender con mayor profundidad como el contenido de agua y sal pueden tener un impacto muy grande en todos los procesos, equipos, costos que involucra la refinación de petróleo, se importante tener en cuenta la relación que existe entre la economía y el medio ambiente, el caso de Dos Bocas presentado me parece un claro ejemplo de cómo el tener la tecnología no es suficiente y que se requiere de tener una mayor planeación en este caso desde que se diseñó la refinería para poder considerar el tener una planta de pretratamiento que incluyera la deshidratación y la desalación, se debe de tener un correcto monitoreo, mantenimiento, capacitación constante del personal, responsabilidad operativa, en caso de no tomar en cuenta todos estos factores cualquier refinería puede verse comprometida al no aplicar este sistema de pretratamiento, es por eso que el personal que trabaja en la industria petroquímica debe de tener la capacidad de anticipar problemas, proponer soluciones sostenibles tomando en cuenta la calidad y prevención en cada etapa de la refinación del petróleo.

En el contexto del caso que se presento de la refinería Dos Bocas se busco el exponer como el no tratar adecuadamente el crudo antes de su refinación puede ocasionar conflictos graves como lo son paros operativos, corrosión acelerada, pérdidas millonarias, penalizaciones y riesgos de daño ambiental, la correcta implementación de estos procesos no debe de considerarse opcional si no obligatoria ya que representan una pieza clave en la cadena de valor del petróleo directamente en la eficiencia, rentabilidad, sostenibilidad y en la reputación de la industria petroquímica mexicana ya que al producir derivados de petróleo de mejor calidad estos en el mercado se cotizan teniendo un mayor valor.

Finalmente esta tesina busca el considerar la deshidratación y desalación como procesos obligatorios y fundamentales dentro de la refinación de petróleo y hacer un análisis reflexivo sobre la importancia de no considerar a la industria petroquímica como una serie de procesos independientes si no como un sistema complejo donde la calidad del crudo, el diseño de los procesos, equipos, mantenimiento de los equipos, el tener personal capacitado, el cumplir con la normatividad ambiental están relacionados y conectados para que el sistema de refinación funcione de forma adecuada, la correcta implementación de estos procesos es un pilar fundamental técnico, operativo, económico y ético de la industria petroquímica que hasta la actualidad sigue siendo indispensable para nuestra vida.

Referencias Bibliograficas:

1. Abdel-Aal, H. K. (1998). *Petroleum and Gas Field Processing*. Gulf Publishing Company.
2. Ahmadun, F. R., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., et al. (2009). *Treatment of petroleum wastewater using membrane technology*. *Journal of Hazardous Materials*, 170(1), 530–551.
3. Al-Ghouti, M. A., & Al-Kaabi, M. A. (2022). *Advances in desalting techniques of crude oil using nanomaterials*. *Environmental Nanotechnology, Monitoring & Management*, 18, 100704.
4. Al-Mutairi, S. M., & Osman, M. (2020). Optimization of crude oil desalting process for corrosion control in refineries. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190, 107070. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107070>
5. Al-Raoush, R. I. (2012). Influence of emulsified water on crude oil viscosity and implications for pipeline transport. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 34(12), 1124–1133. <https://doi.org/10.1080/15567031003774684>
6. Al-Zahrani, S. M., & Al-Harbi, T. M. (2011). *Use of magnetic fields in the desalting of crude oil*. *Petroleum Science and Technology*, 29(9), 952–961.
7. API (American Petroleum Institute). (2016). *API RP 555: Process Analyzers*. American Petroleum Institute.
8. ASTM International. (2020). *ASTM D3230-20: Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method)*. ASTM International. <https://www.astm.org/d3230-20.html>
9. Chisca, S., Seo, H., Koh, D.-Y., McGuinness, E. K., Zhang, F., Ma, Y., ... Lively, R. P. (2022). Refining petroleum with membranes. *Science*, 376(6597), 1053–1054. <https://doi.org/10.1126/science.abq3186>
10. El-Batanony, M. H., et al. (2020). *Effect of microwave heating on the demulsification of water-in-oil emulsions*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
11. Fathizadeh, M., et al. (2020). *Nanotechnology applications for enhanced crude oil desalting*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106614.
12. Gary, J. H., Handwerk, G. E., & Kaiser, M. J. (2007). *Petroleum refining: Technology and economics* (5th ed.). CRC Press.
13. Hsu, C. S., & Robinson, P. R. (2017). *Practical advances in petroleum processing* (2nd ed.). Springer.

14. IEA. (2022). *Upstream Energy Technologies: Cost Trends and Efficiency*.
15. Institute of Petroleum. (2002). *Guide to the Selection and Use of Petroleum Desalters and Dehydrators* (2nd ed.). Energy Institute.
16. Katada, S. (2024). Catalytic innovations: Advancing crude oil upgrading in refineries. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 15(55715), 1–8. <https://doi.org/10.35248/2157-7463.24.15.557>
17. Korolev, K. V., Tarantseva, K. R., & Ponikarov, S. I. (2024). Oil desalting processes in electric desalting plants as object of systems analysis. *Chemical and Petroleum Engineering*, 57(6), 457–464. <https://doi.org/10.1007/s10556-024-00959-0>
18. Lake, L. W. (2014). *Petroleum engineering handbook: Volume I – General engineering* (2nd ed.). Society of Petroleum Engineers.
19. Liang, L.-X. (2023). *Research and application of high-efficiency dehydration technology for high viscosity foaming crude oil*. En J. Lin (Ed.), *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2022* (pp. 3158–3166). Springer. https://doi.org/10.1007/978-981-99-1964-2_271
20. López-Ramírez, J. (2021). *Infraestructura de refinación en México*. UNAM.
21. Mahdi, M. M. I. A.-D. (2022). *Upgrading of crude oil desalting unit of Baiji oil refinery*. *Petroleum Science and Technology*, 42(6), 689–705. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2127768>
22. Meyer, R.F., Attanasi, E.D. (2020). *Crude Oil Desalting and Dehydration*. *Journal of Petroleum Technology*.
23. Mitchell, R. F. (2014). *Petroleum Engineering Handbook, Volume I: General Engineering* (2nd ed.). Society of Petroleum Engineers.
24. Motiva Enterprises LLC. (2020). *Port Arthur Manufacturing Complex overview*. In *Corporate Sustainability Report 2020* (pp. 12–15). <https://www.motiva.com/our-company/port-arthur-manufacturing-complex>
25. Nasehi, S., Sarraf, M. J., Ilkhani, A., Mohammadmirzaie, M. A., & Fazaelipoor, M. H. (2019). *Statistical evaluation and optimization of crude oil desalting unit: A case study of Bandar Abbas oil refinery*. *Journal of Biochemical Technology*, 10(2).
26. Nelson, W. L., & Wilson, T. (2006). *Petroleum Refinery Engineering* (5th ed.). McGraw-Hill.

27. Parkash, S. (2003). *Refining processes handbook*. Gulf Professional Publishing.
28. Parvizian, F., et al. (2019). *Ultrasound-assisted desalting of crude oil: Mechanisms and scale-up considerations*. *Ultrasonics Sonochemistry*.
29. PEMEX (2023). *Informe Anual de Petróleos Mexicanos*.
30. Penza State University Research Group (2023). *Influence of oil injection methods on hydrodynamics in electric dehydrators of electric desalting plants*. *Chemical and Petroleum Engineering*, 58(8), 623–629. <https://doi.org/10.1007/s10556-023-01139-y>
31. PEQIS (Pemex Exploración y Producción). (2021). *Normas internas para la especificación de calidad de crudo entregado a refinerías*. Dirección Técnica.
32. Ramos, L., Ortega, J., & Díaz, H. (2018). *Electrocoalescence improvements in crude oil desalting: Optimization and performance*. *Energy & Fuels*, 32(6), 6342–6351.
33. Reliance Industries Limited. (2020). *Jamnagar manufacturing division overview*. In *RIL Sustainability Report 2019–20* (pp. 45–48). <https://www.ril.com/SustainabilityReport.html>
34. Santos, A., & Mansoori, G. A. (2020). *Advances in crude oil electrocoalescence for desalting purposes*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 189, 107020.
35. Saudi Aramco. (2019). *Abqaiq Plants: Processing facilities overview*. In *Saudi Aramco Factbook 2019* (pp. 32–34). Saudi Arabian Oil Company. <https://www.aramco.com/en/news-media/publications/factbook>
36. Shah, Y. T. (2017). *Chemical Energy from Natural and Synthetic Gas*. CRC Press.
37. Sharma, K., et al. (2018). *Smart surfactants in oilfield applications: A review*. *Fuel*, 224, 720–735.
38. Shirazi, S., Lin, C. J., & Chen, D. (2010). *Membrane fouling and cleaning in RO systems: A review*. *Desalination*, 250(1), 1–16.
39. Speight, J. G. (2014). *The chemistry and technology of petroleum* (5th ed.). CRC Press.
40. Sun, L., Zhang, C., & He, L. (2013). *Magnetic demulsification of water-in-crude oil emulsions*. *Fuel*, 108, 716–723.
41. Svrcek, W. Y., & Mahoney, D. P. (2006). *A Real-Time Approach to Process Control* (2nd ed.). Wiley-Interscience.

- 42.** Takamura, K. (2007). *Emulsion Stability and Treatment*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 58(1–2), 108–116. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.001>
- 43.** Tarantsev, K. V., Tarantseva, K. R., & Ponikarov, S. I. (2021). *Oil desalting processes in electric desalting plants as object of systems analysis*. Chemical and Petroleum Engineering, 57(6), 457–464. <https://doi.org/10.1007/s10556-021-00959-0>
- 44.** U.S. Department of Energy. (2020). *Crude Oil Desalting Systems – Cost and Performance Report*.
- 45.** Zaki, N. N. (2021). *Advanced demulsification and desalting technologies for crude oil*. Energy Reports
- 46.** Zargar, G., Kermani, M., & Mahdavi, S. (2015). *Magnetic field influence on the water separation from crude oil emulsion*. Journal of Dispersion Science and Technology, 36(8), 1137–1144.
- 47.** Zolfaghari, R., et al. (2017). *Coalescence of water-in-oil emulsions by alternating electric fields: A review*. Chemical Engineering Journal, 312, 336–352.