



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Sistema de deshidratación y
desalado de aceite crudo en
un centro de proceso marino**

TESIS

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

María Elena Mendoza Rioja

DIRECTOR DE TESIS

M.I. José Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Enero, 2019

Agradecimientos

A mi padre **Ing. Marco Antonio Mendoza Conteras**

Porque sin escatimar esfuerzo alguno a sacrificado gran parte de su vida para formarme y así poder cumplir uno de mis mayores anhelos, mi formación profesional. Gracias por tus consejos y por ser el mejor padre.

A mi madre **Adriana Rioja Vázquez**

No existen palabras para agradecer el inmenso amor, cariño y apoyo incondicional que me has brindado para lograr una de las metas más grandes, este trabajo te pertenece mamá.

A mi hermano **Marco Mendoza Rioja**

Porque sin tu compañía, paciencia y sobre todo tu amistad este trabajo no hubiera sido posible.

A mis abuelitos **Andrés † y Aurora**

Por todo el cariño que me han brindado, y estar conmigo siempre. A ti abuelito sé que estarías muy orgulloso de mí.

A mis abuelos **Papá Chucho y Mamá Chelo**

Por brindarme su apoyo y cariño.

A la **UNIVERSIDAD**

Por recibirme y darme la oportunidad de superarme en la vida y otorgarme una identidad universitaria de la cual me enorgullezco; ya que tú forjas a los mejores profesionistas del país.

¡¡Orgullosamente UNAM!!

A mi **Facultad**

Por todo el conocimiento que encontré en sus aulas, por todos esos momentos felices que están en mi memoria.

A mis **Profesores**

Que en todo momento se esmeraron por compartir con gusto sus conocimientos, por haber sido ejemplo por seguir como profesionistas.

A mis **Sinodales**

Que en todo momento se esmeraron por compartir con gusto sus conocimientos; y darme su tiempo en la realización de este proyecto, ya que sus consejos y observaciones hicieron que este trabajo mejorara.

A mi director de Tesis el **M.I. José Ángel Gómez Cabrera**

Gracias ingeniero por su valioso interés, apoyo, dedicación y esfuerzo enfocados al desarrollo de este trabajo; por haberme ayudado a cumplir esta meta académica. Mi más sincero agradecimiento.

INDICE

1. Generalidades	Pág. 1
1.1. Introducción	Pág. 1
1.2. Resumen	Pág. 2
1.3. Objetivo	Pág. 3
1.4. Antecedentes y Conceptos Básicos	Pág. 3
1.4.1.1. Composición del aceite crudo	Pág. 4
1.4.1.2. Propiedades físicas y químicas del aceite crudo	Pág. 6
1.4.1.3. Clasificación del petróleo crudo	Pág. 8
1.4.1.4. Productos del aceite crudo	Pág. 9
1.5. Posibles causas de la producción de agua en los pozos	Pág. 11
1.6. Principal daño que ocasiona el agua y la sal	Pág. 13
1.6.1.1. Eliminación de la sal en el aceite crudo	Pág. 14
2. Tratamiento de Deshidratación del Aceite Crudo	Pág. 16
2.1. Introducción	Pág. 16
2.2. Emulsiones	Pág. 16
2.3. Formación de emulsiones	Pág. 18
2.4. Agentes emulsificantes	Pág. 19
2.5. Proceso de deshidratación	Pág. 20
2.5.1.1. Eliminación del agua libre	Pág. 21
2.5.1.2. Tratamiento de la emulsión	Pág. 22
2.6. Proceso de Calentamiento	Pág. 23
2.6.1.1. Ventajas y desventajas del calentamiento	Pág. 23
2.6.1.2. Métodos de calentamiento de las emulsiones de aceite	Pág. 24
2.6.1.3. Requerimiento de calor	Pág. 26
2.6.1.4. Tipos de tratadores de calor	Pág. 27
2.7. Tratamiento químico	Pág. 29
2.7.1.1. Selección e Inyección de químicos (Desemulsificación)	Pág. 30
2.8. Asistencia eléctrica	Pág. 32
2.9. Deshidratadores químicos (tratamiento de la emulsión)	Pág. 33
2.10. Diseño de tratadores	Pág. 34
2.10.1.1. Dimensionamiento de tratadores horizontales	Pág. 35
2.10.1.1.1.1. Restricción de sedimentos y gotas de agua	Pág. 35
2.10.1.1.1.2. Tiempo de residencia	Pág. 36
2.10.1.1.1.3. Procedimiento de dimensionamiento	Pág. 37

2.10.1.2. Dimensionamiento de tratadores verticales	Pág. 38
2.10.1.2.1.1. Restricción de sedimentos y gotas de agua	Pág. 38
2.10.1.2.1.2. Tiempo de residencia	Pág. 38
2.10.1.2.1.3. Procedimiento de dimensionamiento	Pág. 39
2.11. Ejemplos	Pág. 40
3. Descripción del Área de Proceso Akal J	Pág. 44
3.1. Localización de Akal J	Pág. 44
3.2. Descripción del área de proceso Akal J	Pág. 45
3.3. Objetivos fundamentales de operación en Akal J	Pág. 47
3.4. Descripción general del proceso de recibo, acondicionamiento y exportación de crudo en Akal J	Pág. 47
3.5. Filosofía de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en cuanto a calidad del crudo para su exportación.	Pág. 57
3.6. Calidad del crudo pesado para su exportación	Pág. 61
4. Sistema de Deshidratación de Crudo Pesado en Akal J	Pág. 63
4.1. Generalidades	Pág. 63
4.1.1.1. Resumen del proceso Akal J	Pág. 63
4.1.1.2. Retos del proceso Akal J	Pág. 65
4.2. Inyección química	Pág. 68
4.2.1.1. Tratamiento químico del proceso de Akal J	Pág. 71
4.2.1.1.1.1. Tratamiento de los fluidos de proceso	Pág. 72
4.2.1.2. Sistema de tratamiento químico del proceso de Akal J	Pág. 72
4.2.1.2.1.1. Componentes del sistema de inyección de químicos	Pág. 74
4.2.1.3. Puntos de inyección de químicos	Pág. 77
4.3. Descripción del Proceso del Sistema de Reducción de Presión	Pág. 81
4.3.1.1. Función del proceso del sistema de reducción de presión	Pág. 83
4.4. Calentamiento del proceso	Pág. 83
4.4.1.1. Introducción a los intercambiadores de calor	Pág. 83
4.4.1.1.1.1. Teoría de transferencia de calor	Pág. 83
4.4.1.1.1.2. Incrustaciones	Pág. 84
4.4.1.1.1.3. Intercambiadores de calor de tubo	

y coraza	Pág. 84
4.4.1.1.1.4. Intercambiador de calor de placas	Pág. 85
4.4.1.2. Intercambiadores de calor de Akal J	Pág. 87
4.4.1.2.1.1. Descripción general del sistema de los intercambiadores de calor de Akal J	Pág. 87
4.5. Sistema de aceite caliente	Pág. 91
4.5.1.1. Introducción	Pág. 91
4.5.1.2. Descripción del sistema de aceite caliente	Pág. 91
4.5.1.2.1.1. Componentes principales	Pág. 92
4.6. Deshidratación y desalado de petróleo crudo	Pág. 95
4.6.1.1. Introducción	Pág. 95
4.6.1.1.1.1. Principio de funcionamiento del precipitador electrostático	Pág. 97
4.6.1.2. Deshidratador de Akal J	Pág. 102
4.6.1.2.1.1. Función del proceso del deshidratador y los desalinizadores	Pág. 104
4.6.1.2.1.2. Descripción del sistema de deshidratación y desalado	Pág. 104
4.6.1.3. Funcionamiento normal del proceso	Pág. 109
4.6.1.3.1.1. Condiciones operativas normales	Pág. 109
4.6.1.3.1.2. Arranque	Pág. 111
4.6.1.3.1.3. Arranque en frío después de una parada planeada y no planeada	Pág. 112
4.6.1.3.1.4. Arranque en caliente después de una parada no planeada	Pág. 113
4.6.1.3.1.5. Monitoreo de condiciones	Pág. 114
4.6.1.3.1.6. Parada	Pág. 116
4.6.1.4. Variaciones de los parámetros operativos	Pág. 117
4.6.1.4.1.1. Condiciones de diseño	Pág. 117
4.6.1.4.1.2. Condiciones de alteración	Pág. 117
4.6.1.5. Solución de problemas	Pág. 118
4.6.1.5.1.1. Eventos corriente arriba	Pág. 119
4.6.1.5.1.2. Eventos en Akal J	Pág. 119
4.6.1.5.1.3. Solución de problemas en los deshidratadores y los desaladores	Pág. 120
4.7. Tratamiento de aguas producidas	Pág. 122
4.7.1.1. Descripción y teoría del Sistema PWT (Tratamiento de aguas producidas)	Pág. 122

4.7.1.2. Tratamiento de aguas Producidas (PWS) de Akal-J	Pág. 130
4.8. Procesamiento de lavado con agua	Pág. 132
4.8.1.1. Descripción del Sistema de Proceso de Agua (lavado) dilución	Pág. 133
Conclusiones y Recomendaciones	Pág. 135
Bibliografía	Pág. 137

Capítulo 1. Generalidades

1.1 Introducción

Esta tesis se enfoca en conocer el proceso de deshidratación de crudo pesado que se lleva a cabo en los tanques de almacenamiento, en los ductos de transporte de crudo, así como en las vasijas electrostáticas que existen en el Centro de Proceso Akal J; junto con la inyección química, la adición de desemulsificante y el tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento se provee un medio para disminuir la cantidad de agua congénita que se produce en la región Marinas Suroeste y Noreste del país.

La producción de los pozos petroleros está formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en distintas proporciones, además de los hidrocarburos sólidos, gases y líquidos no hidrocarburos, entre otras que aparezcan dentro del Sistema Integral de Producción.

Sabemos que las sales y el agua pueden ser removidas mediante procesos físicos, es que resulta primordial, para la empresa explotadora de petróleo, el deshidratar y desalar el crudo; para así entregarlo en óptimas condiciones de procesamiento para refinerías o para su transporte y exportación. Las principales impurezas o materiales contaminantes son el agua y sales solubles e insolubles asociadas a ella.

Las sales solubles en agua consisten principalmente de sales de sodio, calcio y magnesio, generalmente cloruros, aunque en algunas áreas se han encontrado contaminantes considerables de sulfatos.

De todos los factores que intervienen directa e indirectamente con la aportación de agua en los pozos durante la producción de aceite; algunos de ellos están ligados con las terminaciones, otros con el proceso mismo de producción y otros más son inherentes al yacimiento.

Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia se forman emulsiones (suspensiones cuasi-estables de gotas muy pequeñas de un líquido dispersas en otro). El tratamiento de emulsiones se refiere a la separación del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación o venta.

En la actualidad la deshidratación de los crudos es una práctica común en la industria petrolera, lo cual requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

1.2 Resumen

El presente trabajo está formado por cuatro capítulos, donde el primer capítulo describe las generalidades como algunos antecedentes y conceptos básicos, como son la composición del aceite crudo, sus propiedades físicas y químicas, la clasificación del petróleo crudo y los productos derivados del mismo; también nos explica las posibles causas de la producción de agua en los pozos, el daño que ocasiona el agua y la sal en el aceite crudo, y su eliminación.

En el capítulo dos describe el tratamiento y deshidratación del aceite crudo, aquí se incluyen las emulsiones, su definición, como se forman, los tipos de emulsiones que existen; así como los mecanismos relacionados a la Desemulsificación, así mismo cómo funciona el proceso de deshidratación mediante calentamiento, tratamiento químico y asistencia eléctrica, también como se realiza el dimensionamiento de tratadores y algunos ejemplos.

El capítulo tres describe el área de proceso Akal J empezando por la localización, descripción y objetivos del área; al igual que la descripción general del proceso de recibo, acondicionamiento, exportación y calidad de crudo en Akal J, así como la gerencia de transporte y distribución de hidrocarburos en cuanto a su calidad de exportación.

El capítulo cuatro es el más importante ya que nos describe el sistema de deshidratación de crudo en Akal J, con ocho puntos clave que juntos engloban todo el proceso que se realiza en Akal J para la deshidratación de crudo, el sistema comienza con la reducción de la presión con la que entran los fluidos a la deshidratadora, después el calentamiento del proceso; para así llegar a la deshidratación y desalinización de petróleo crudo, y comenzar con el tratamiento de aguas producidas y el agua en disolución; después la inyección química y finalmente el sistema de aceite caliente; cada uno de los procesos antes mencionados explica su funcionamiento y algunas soluciones de problemas de operación con los sistemas en general.

Por último se dan las conclusiones, algunas recomendaciones y la bibliografía utilizada en el presente trabajo.

1.3 Objetivo

El objetivo de la tesis es dar a conocer el proceso de deshidratación y desalado de crudo en el centro de procesos Akal J, mediante los mecanismos, métodos y equipos usados. En el mercado actual, el alto valor de aceite crudo y los hidrocarburos líquidos, hace que sea esencial instalar sistemas de tratamiento confiable y de alto rendimiento para maximizar la recuperación económica del aceite crudo. Así como tener clara la relevancia de llevar a cabo la simulación del proceso de tratamiento de crudo para realizar las mejoras necesarias del mismo en cuanto a la dosificación de los químicos desemulsificantes.

1.4 Antecedentes y Conceptos Básicos

El aceite crudo, comúnmente conocido como petróleo crudo, es decir, tal como se presenta en la naturaleza, es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuestos en mayor medida de Carbono e Hidrogeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre. Aunque los hidrocarburos son generalmente el componente primario del petróleo crudo, su composición varía del 50% - 97% dependiendo del tipo de petróleo crudo y como se extrae. Los compuestos orgánicos como nitrógeno, oxígeno y azufre constituyen entre el 6% y 10% de petróleo crudo, mientras que metales como cobre, níquel, vanadio y hierro representan menos que la composición total.

La importancia de analizar los conceptos básicos y antecedentes es la de conocer los términos que se emplean en la industria petrolera y que ayudarán a entender los siguientes capítulos.

Color.

En los hidrocarburos líquidos en cuanto mayor es el peso molecular, el petróleo es más oscuro. Los colores que presenta varían de amarillo a pardo rojizos o verdosos y de pardo a castaño oscuro.

Olor.

Depende de los componentes químicos que predominan en el petróleo crudo, por ejemplo:

- Olor a gasolina, indica abundancia de componentes ligeros.
- Olor agradable, señala mayor cantidad de aromáticos.
- Olor fuerte a azufre, indica contenido de azufre.

Densidad

Para la industria petrolera se optó por manejar internacionalmente los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad absoluta es la relación entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia; el peso específico es la relación entre cuerpos de igual volumen y de cualquier sustancia con pesos diferentes en iguales condiciones de presión y temperatura.

Viscosidad

La viscosidad es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir (escurrir). A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a su densidad. La viscosidad se mide en poise; un poise es una cantidad impráctica para medir la capacidad de fluir de los fluidos en un medio poroso, por esta razón, en la industria petrolera se adoptó como medida los centipoises (cp).

La viscosidad depende de:

- La composición; los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.
- La temperatura; a mayor temperatura menor viscosidad.
- El contenido de gas disuelto; el gas incrementa el volumen y por tanto disminuye la densidad, por consiguiente la viscosidad disminuye también.

La siguiente figura incluye los tipos de parámetros para la identificación de petróleo crudo, su composición elemental, los cuatro principales grupos de hidrocarburos encontrados en el petróleo crudo y la calidad de crudo.

1.4.1.1. Composición del aceite crudo

El aceite crudo es esencialmente una mezcla de hidrocarburos, depende de la presencia de ciertos componentes en el petróleo, así como la unión de éstos en elementos más complejos. Existen dos amplios enfoques para estudiar y cuantificar la composición del aceite crudo: el análisis químico y los métodos físicos. La composición química describe e identifica los componentes químicos individuales aislados del aceite crudo en los últimos años. Sin embargo, no se ha separado el aceite crudo en sus componentes individuales, aunque si se puedan identificar muchos componentes, se identificó un total de 141 compuestos en una muestra de crudo de Oklahoma que cuenta con el 44% del volumen total de crudo. La representación física, por otro lado, considera involucrar el aceite crudo y sus productos como mezclas de hidrocarburos, y describir las pruebas de laboratorio físicas o los métodos para caracterizar su calidad.

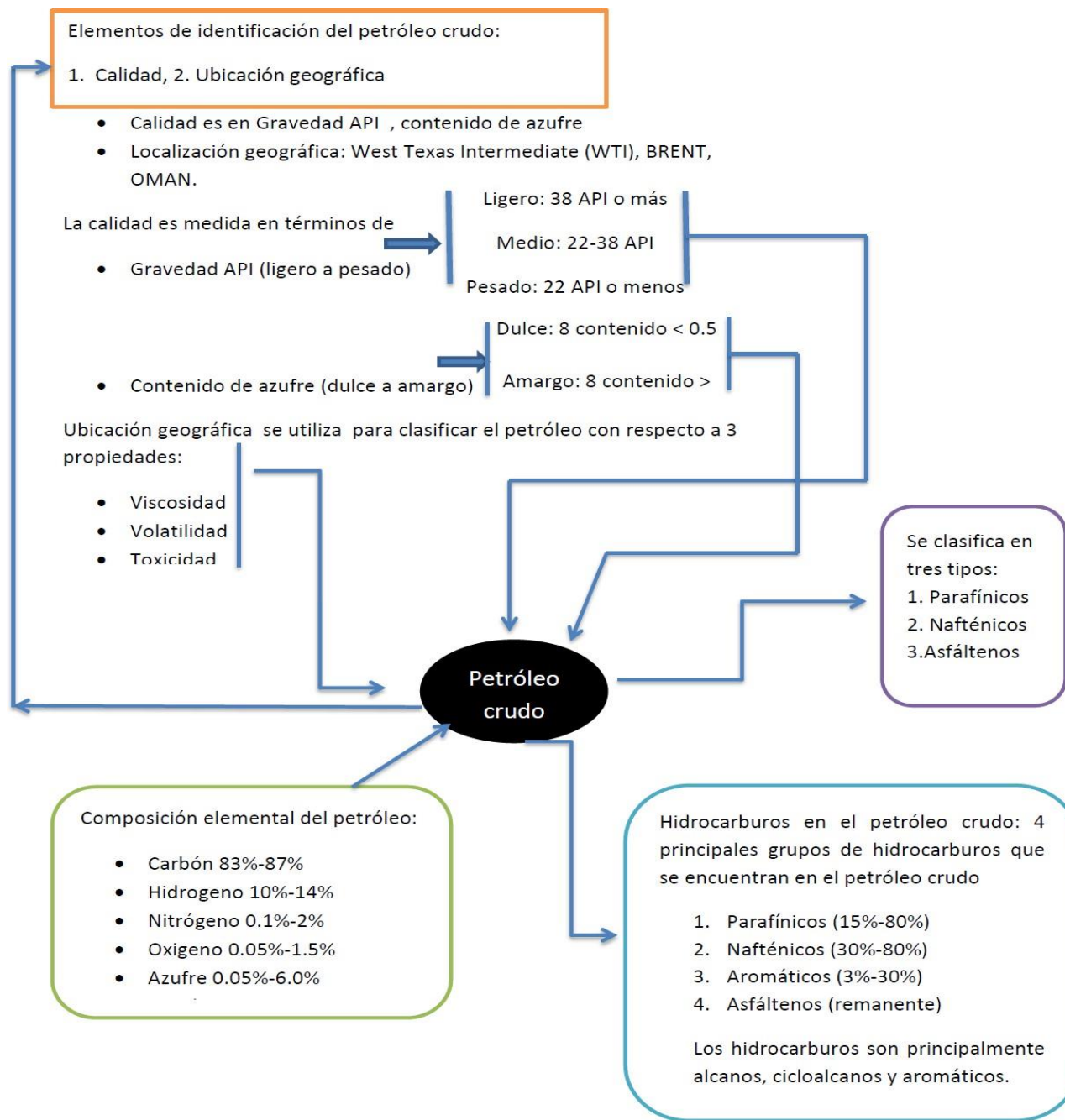
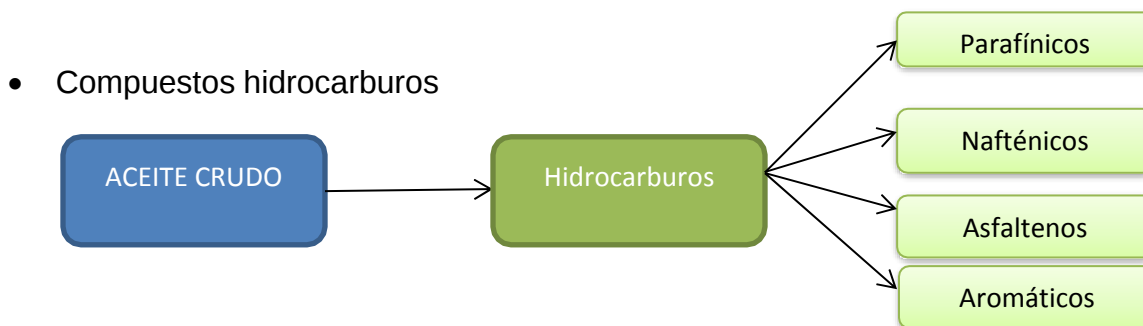


Figura No. 1.1 Presenta Información completa sobre el petróleo crudo

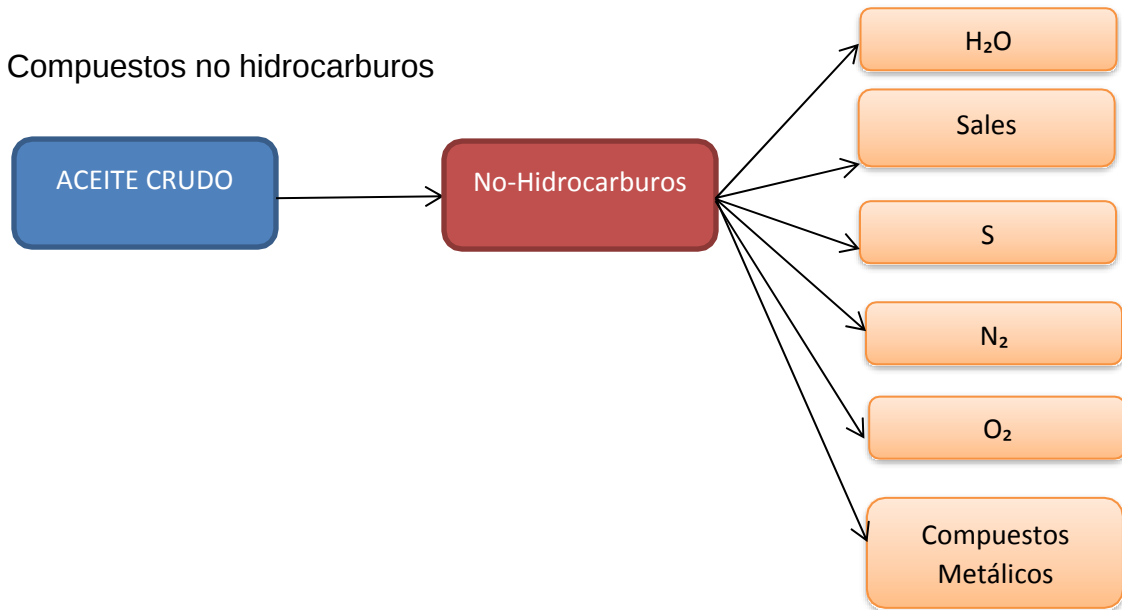
1.4.1.2. Propiedades químicas y físicas del aceite crudo

Casi todos los yacimientos de aceite crudo están formados por una mezcla de compuestos químicos que consisten de hidrogeno y carbono, conocidos como hidrocarburos, con cantidades variables de contaminantes no hidrocarburos S, N₂, O₂, y algunos metales; la composición del aceite crudo por elementos es aproximada. Los compuestos hidrocarburos del aceite crudo se agrupan en diferentes series de compuestos descritos por las siguientes características:



- Parafínicos: son compuestos saturados que tiene la siguiente formula general C_nH_{2n+2} . Su componente principal es la parafina, son muy fluidos y de color claro. Proporcionan una mayor cantidad de nafta (usada para obtener solventes de pintura, productos de lavado al seco o gasolinas) y lubricantes.
- Nafténicos: están normalmente presentes en los crudos y sus fracciones en proporciones variables, la presencia de grandes cantidades de estos compuestos cíclicos en el rango de nafta tiene importancia en la producción de compuestos aromáticos. Son muy viscosos y de coloración oscura.
- Asfaltenos: son compuestos de hidrocarburos insaturados que tiene la formula general C_nH_n . Prácticamente no están presentes en los crudos, pero se producen mediante procesamientos de crudo a altas temperaturas.
- Aromáticos: están presentes en los aceites crudos, han ganado importancia comercial en la petroquímica, si no también, son valiosos para combustibles de motores.

- Compuestos no hidrocarburos



- Compuestos de Azufre: se encuentran en la fase gaseosa y líquida del aceite crudo en compuestos generalmente ácidos, los cuales contienen un alto porcentaje de sulfuro de hidrógeno. Las refinerías requieren menos aceite crudo con alto contenido de azufre debido al alto costo del tratamiento para obtener productos refinados.
- Compuestos de Nitrógeno: en los crudos tiene un contenido bajo de (0.1%-0.9%); mientras que en los aceites livianos el contenido es aún menor.
- Compuestos de oxígeno: el contenido de oxígeno en el aceite crudo puede ser inferior, aunque se han reportado cantidades mayores.
- Compuestos metálicos: se presentan en las fracciones más pesadas y en los residuos de aceite crudo; algunos de los metales más abundantes son sodio, magnesio, compuestos inorgánicos solubles en agua (como el cloruro de sodio) y compuestos como hierro, vanadio y níquel.

Propiedades físicas

Los métodos físicos al igual que los químicos, generalmente son utilizados para clasificar los crudos. Como puede verse los aceites crudos de diferentes lugares pueden variar en viscosidad y utilidad para su producción final. Es posible mediante el uso de ciertas pruebas básicas identificar las siguientes propiedades:

- ✓ Olor
- ✓ Densidad, Gravedad específica y Gravedad API:
- ✓ Viscosidad
- ✓ Presión de vapor
- ✓ Color

- ✓ Porcentaje de agua y sedimentos en el crudo (BS&W)
- ✓ Punto de anilina en el aceite
- ✓ Contenido de azufre
- ✓ Residuos de carbono
- ✓ Contenido de sal

1.4.1.3. Clasificación del petróleo crudo

Conforme a las diferentes aplicaciones y tipos de actividades en donde son procesados los petróleos crudos existen diversas clasificaciones, a continuación enunciamos las tres más importantes:

- Estructura química: usualmente usada en la refinación de productos, se clasifican en función de la cantidad relativa de hidrocarburos que predomina la mezcla.
 1. Parafínicos: aceites ligeros, su viscosidad es baja y su porcentaje de azufre; con un porcentaje relativamente menor al 10% de compuestos aromáticos y naftenos, por ejemplo algunos aceites de Libia, Indonesia y México.
 2. Nafténicos: aceites crudos poco comunes, se cree que derivan de aceites parafínicos con mayor cantidad de asfáltenos, por ejemplo, los aceites del Golfo de México.
 3. Asfáltenos: contiene gran cantidad de fracciones pesadas, con alta viscosidad y generalmente son aceites biodegradados.
- Composición química: consiste en la variación del peso molecular, y la relación entre el punto de ebullición medio de la fracción y la gravedad específica, que da como resultado un índice de correlación que clasifica los crudos como parafínicos, nafténicos y asfáltenos.
- Clasificación por densidad: la gravedad específica se ha aplicado ampliamente a los aceites crudos, para tener una estimación aproximada de su calidad. La densidad se expresa en terminamos de la gravedad API, por medio de la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{gravedad específica}} - 131.5$$

Petróleo crudo	Densidad (g/cm ³)	°API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0- 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 0.83	31.1 - 39
Superligero	<0.83	>39

Tabla No. 1.1 Clasificación de Gravedad °API

Cuanto menor es la gravedad API, más pesado debe ser el petróleo crudo; por lo general los crudos pesados o extrapesados tienen altas concentraciones de azufre, y metales como níquel y vanadio, esto ocasiona mayor dificultad en su extracción, transporte y refinación, mientras, los crudos dulces tiene pequeñas cantidades de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono, y principalmente este crudo es gasolina. Existe el crudo denominado “sour” o agrio el cual tiene un contenido superior del 0.5% de azufre, también llamado crudo acido debido al olor desagradable que emite el azufre.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas:

- Istmo.

Petróleo crudo ligero con densidad 33.6 o API y 1.3 % de azufre en peso.

- Maya.

Petróleo crudo con densidad de 22 o API y 3.3 % de azufre en peso.

- Olmeca.

Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3 o API y 0.8 % de azufre en peso.

- Altamira.

Petróleo crudo con densidad entre 15.0 y 16.5° API y con contenido de azufre que va desde 5.5 hasta 6 %.

1.4.1.4. Productos del aceite crudo

El petróleo crudo es de poca utilidad sin antes someterse a una serie de procesos para convertirse en cientos de productos que se derivan de la separación del crudo. La separación del crudo se lleva a cabo en dos pasos consecutivos: primero fraccionando el crudo a presión atmosférica; luego alimentando el residuo inferior de crudo de la torre atmosférica a un segundo fraccionador, operando a alto vacío.

El proceso de destilación progresivamente separa componentes tales como gas, gasolina, keroseno, combustibles para el hogar, aceites lubricantes y asfalto. La destilación es un proceso físico, puede separar crudo en varios cortes, pero no puede producir más de un corte particular que el existente en el crudo original. Esto nos lleva al siguiente paso en la refinación, que implica la conversión química para producir gasolina de alto octanaje y muchos otros productos.

Cabe mencionar que las refinerías se basan en cuatro principales operaciones de procesamiento químico, además de la operación física de la destilación fraccional para modificar las proporciones de las diferentes fracciones; esto hace un total de lo que se llama cinco pilares de refinación de petróleo, dentro de la torre de destilación.

- ✓ Pilar No.1: Gas
- ✓ Pilar No.2: Nafta (componente de la gasolina)
- ✓ Pilar No.3: Keroseno, Destilado (diesel, aceite caliente)
- ✓ Pilar No.4: Gasóleo
- ✓ Pilar No.5: Combustible (Residuo)

La fig. 1.2 es una ilustración de una columna de destilación atmosférica junto con productos derivados del petróleo.

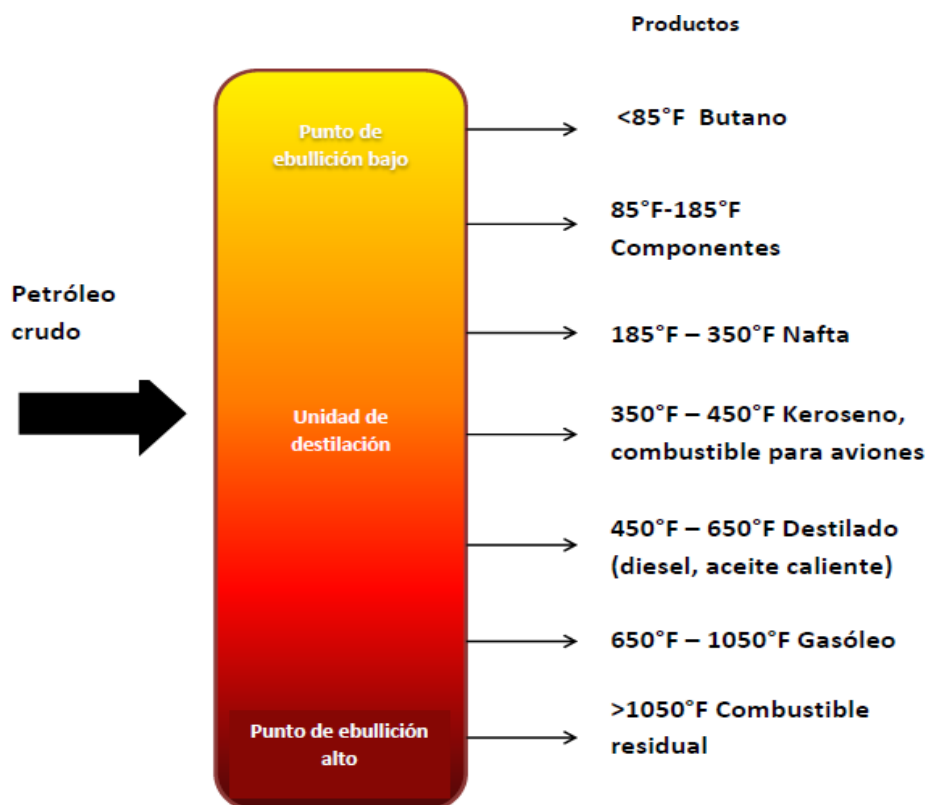


Figura No. 1.2
Destilación de crudo y productos del petróleo.

1.5. Posibles causas de la producción de agua en los pozos

La producción de agua es indeseable debido a que ocasiona problemas en el transporte, producción de aceite, en los procesos para acondicionamiento del crudo, en la refinación y en las capacidades de las bombas. Los problemas que ocasionan son:

1. En principio que se gasta energía para transportar un elemento que no es deseable.
2. Ocupa un volumen en los ductos, el cual es mejor si se tratase de solo aceite.
3. Ocasiona que se formen emulsiones
4. El agua propicia la formación de ácidos dañinos al sistema de transporte, provocando corrosión.
5. El agua lleva sales y sedimentos que provocan abrasión, entre otros.

Las posibles causas de la producción de agua son varias y pueden ser de distinto origen, tal como se clasifica a continuación:

- Causas naturales inherentes al yacimiento son: una alta saturación inicial de agua, conificación de agua, alta permeabilidad relativa al agua.
- Causas inherentes al pozo son: la terminación, la distancia al contacto agua/aceite, la geometría del pozo.
- Causas debidas a la producción son: altos gastos, mal manejo del control de la producción.
- Causas ocasionadas: falta de análisis de información, reparaciones mayores, reparaciones menores, estimulaciones, por recuperación secundaria y mejorada.
- Causas posteriores a la producción primaria: Ocasionadas por recuperación secundaria o invasión de agua y por recuperación mejorada ocasionada por alteraciones de la permeabilidad de la formación.

La irrupción prematura del agua vista como un problema, se presenta generalmente por falta de análisis o atención a los datos que incluyen: los reportes de perforación, los núcleos obtenidos, o por falta de la misma información. Algo que puede inducir la producción indeseada de agua, es el fracturamiento hidráulico o los tratamientos matriciales con ácido en las barreras naturales de baja permeabilidad, que en ocasiones son dañadas durante la terminación del pozo.

La producción excesiva de agua puede ser también ocasionada por el agotamiento natural de un yacimiento, dado el avance del contacto agua-aceite

con el tiempo, donde el manejo correcto del avance del agua (natural o artificial) puede implicar un arrastre mayor de aceite cuando se tienen comunicaciones de alta eficiencia de barrido. Las mejores prácticas de terminación, reparación y mantenimiento de pozos, pueden retrasar, pero no parar la producción excesiva de agua. En muchos de los casos donde los ritmos de explotación o gastos de producción son la causa de la aportación excesiva de agua, estos deberán ser evitados o disminuidos a valores por debajo de los considerados como críticos.

El entendimiento del comportamiento del yacimiento, proporciona bases para determinar si la producción de agua podrá ser manejable o para determinar si la producción continua de agua será excesiva y por tanto un problema en un futuro inmediato.

Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo, se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. El agua producida se puede considerar beneficiosa o perjudicial. El agua beneficiosa barre un volumen de petróleo y arrastra con ella una cantidad substancial de crudo. El volumen de agua beneficiosa está determinado por el costo de su eliminación. Por el contrario, el agua perjudicial inhibe la producción de petróleo, si bien por lo general, se la puede reducir si se logra identificarla. Es necesario mencionar que la producción de agua también puede ser inducida por estimulaciones realizadas sin los estudios necesarios y que provoca un efecto contrario a su objetivo.

El agua en los pozos petroleros, tiene su origen desde el inicio de la formación del aceite, ésta se encuentra atrapada con el aceite y gas en el volumen poroso de las formaciones. Si se trata de una saturación de agua congénita, el agua llenó los poros en el momento en que se formó la roca. Después de un tiempo de explotación del yacimiento, el agua se presentará inicialmente como trazas que se irán incrementando paulatinamente, hasta tener producción de agua que se considerará como indeseable y que comenzaran a provocar problemas, los cuales reducirán la producción.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la explotación, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae aceite de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de pozos inyectores se mezclará o será producida junto con el aceite. Las causas potenciales de la presencia de agua que se pueden identificar tomando en cuenta la información disponible, son mostradas en la Fig. 1.3.

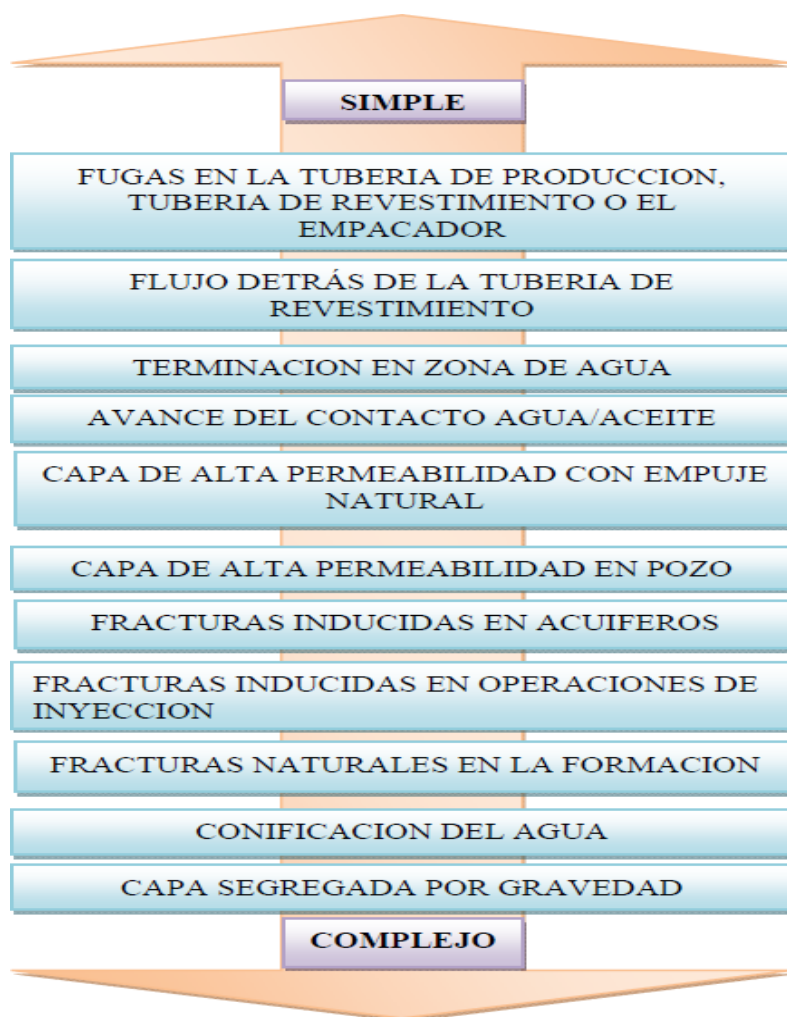


Figura No. 1.3 Causas potenciales de la presencia de agua

1.6. Principal daño que ocasiona el agua y la sal

Principalmente se consideran tres:

- Corrosión.

Mientras más se acerque el desalado de los crudos al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es muy corrosivo. Los cloruros de fierro formados producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y el ácido sulfhídrico (H_2S) están presentes en el aceite, bajo condiciones reductoras. Los cloruros de fierro reaccionan con el (H_2S) produciendo HCl; de donde se concluye que estos cloruros, al tener una doble acción, deben reducirse a su mínima concentración posible.

- Abrasión.

Mientras mayor cantidad de sólidos sean separados del aceite, será menor la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como tuberías de alimentación de crudo, accesorio con desviación de flujo (válvulas, codos, etc.), intercambiador de calor y bombas.

- Taponamiento.

Cuando se efectúa una eficiente limpieza del crudo, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos, así como hidrocarburos pesados (parafinas y asfáltenos) en los intercambiadores de calor y en el equipo de destilación. En ocasiones la acumulación de parafina obstruye totalmente el área de flujo.

Con el depósito de sólidos, tanto la eficiencia en la transmisión de calor, en la capacidad de fraccionado del crudo y su gasto disminuye; al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo, aumentando con ello los costos de tratamiento, operación y mantenimiento.

La complejidad en el tratamiento de las emulsiones aumenta día con día debido al creciente empleo de métodos de recuperación secundaria, que ocasionan cambios notables en las características de las emulsiones por el efecto de los productos químicos utilizados, así como los problemas derivados de la inyección de agua para desplazamiento del crudo.

1.6.1.1. Eliminación de la sal en el aceite crudo

El proceso de desalado del crudo consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido en sales) a la corriente de crudo deshidratado.

Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones del contenido de agua y sales en el crudo. Las sales minerales están presentes en el crudo de diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos como las parafinas. La salinidad de la fase acuosa varía desde 100 ppm hasta la saturación de 300, 000 ppm (30 % en peso). El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en partes por millón, ppm se expresan en unidades de peso (masa) nótese que la relación de ppm con el porcentaje de peso es de $10 \text{ ppm} = 1\%$ en peso.

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de las fraccionadoras. El desalado en campo reduce la corrosión en: bombeo, ductos, tanques de almacenamiento, etc. Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause daños en los equipos y sea inyectada al yacimiento.

La sal en el petróleo crudo es resultado de la composición del agua salada en el yacimiento, que deja algún contenido de sal en el aceite. La presencia de sal en el petróleo lo hace corrosivo y destructor para la infraestructura del transporte y el equipo de refinación. La sal en el crudo se puede eliminar desemulsificando el aceite (hasta 100 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 1 % de agua, para manejarse en oleoductos y 10 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 0.1 % de agua, para refinación o exportación).

Capítulo 2. Tratamiento de Deshidratación del Aceite Crudo

2.1. Introducción

Generalmente, lo que produce un pozo petrolero es una mezcla de aceite, agua, gas e impurezas, incluso una vez que el crudo se separa del gas, se somete a nuevos tratamientos. Un aspecto importante durante el desarrollo de un campo petrolero es el diseño de las instalaciones del manejo de crudo.

Materiales extraños conocidos como impurezas (agua y arena) deben separarse del petróleo crudo y el gas antes de que puedan venderse, lo que se conoce como tratamiento de aceite o deshidratación de aceite.

Este capítulo trata acerca de las etapas del tratamiento de deshidratación, cuyo objetivo es eliminar el agua libre y romper las emulsiones de aceite o reducir el agua emulsionada restante en el aceite. Dependiendo del contenido de agua inicial en el aceite así como de su salinidad y el proceso de deshidratación usada, da como resultado, que el tratamiento en el campo petrolero puede producir petróleo con un contenido de agua remanente entre 0.2 y 0.5 del 1%.

El agua remanente normalmente se llama sedimento de fondo y agua (BS&W), este proceso generalmente es el que cuesta más al tiempo que genera menos ingresos por que el volumen de petróleo vendido se basara en el valor contractual de BS&W. Los principios básicos para el proceso de tratamiento son los siguientes:

1. Romper la emulsión, que podría lograrse ya sea por cualquier combinación de adición de calor, productos químicos y su aplicación en campo.
2. Por coalescencia de gotas de agua más pequeñas en gotas más grandes.
3. Asentamiento, por gravedad y eliminación de agua libre.

En resumen, la deshidratación es un proceso de doble función: garantizar que el agua libre restante se elimine por completo del volumen de petróleo y aplicar las herramientas necesarias para romper la emulsión de aceite. El sistema de deshidratación, en general, comprende varios tipos de equipos de acuerdo con el tipo de tratamiento involucrado: eliminación de agua o ruptura de la emulsión. Los tipos básicos de equipos incluyen separador, eliminador de agua directa y tratamiento térmico.

2.2. Emulsiones

Una emulsión es una mezcla estable de agua y aceite. Es un sistema heterogéneo constituido, por lo menos, por un líquido no miscible disperso en otro en forma de

gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores a 0.1 micras. Una emulsión de crudo es una dispersión de gotas de agua en el aceite. El agua salada se produce con aceite en diferentes formas, como se ilustra en la Figura No. 2.1 Además del agua libre, el agua emulsionada (emulsión de agua en aceite) es la forma que plantea las preocupaciones en la deshidratación de las emulsiones de aceite que son mezclas de aceite y agua.

En general, una emulsión puede definirse como una mezcla de dos líquidos, uno de los cuales se dispersa en el otro (la fase continua) y se estabiliza en dos agentes.

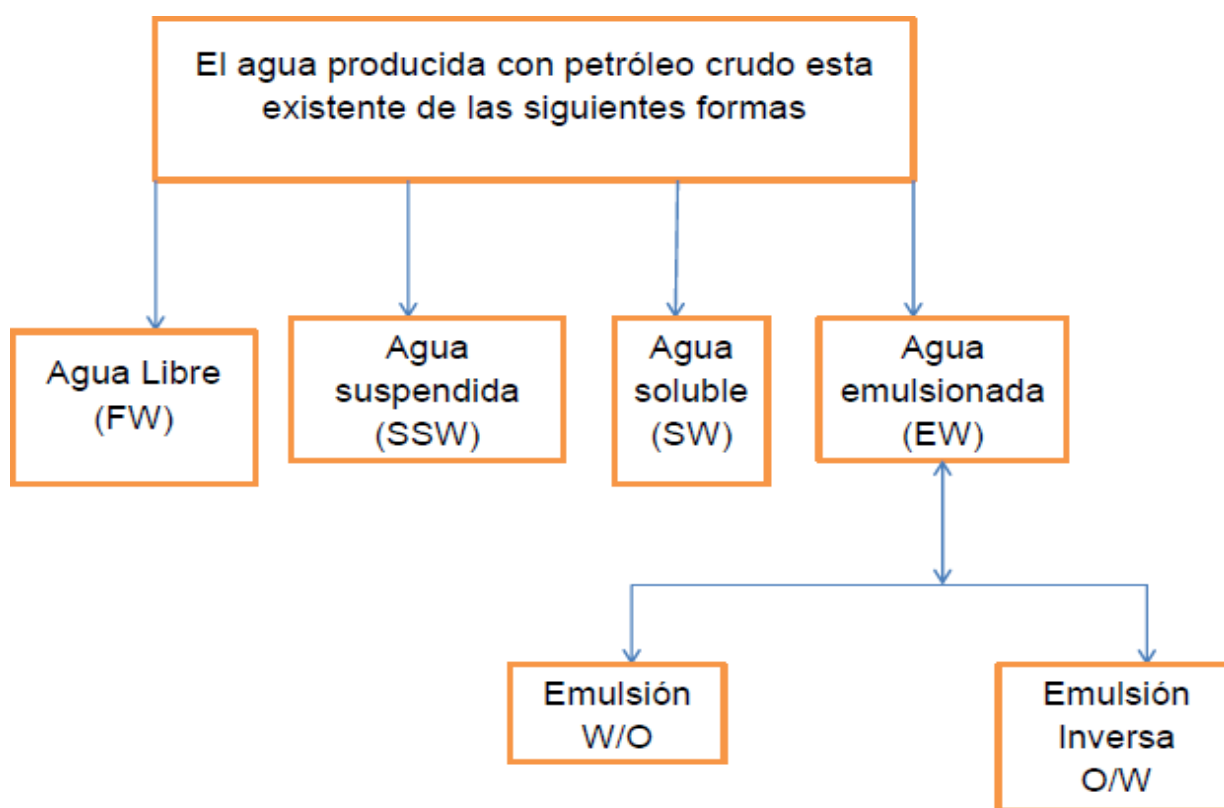


Figura No. 2.1 Diferentes formas del agua producida con el aceite

En el campo petrolero las emulsiones que se producen se clasifican en tres grupos: (a); son emulsiones de agua en aceite (W/O) en las que el agua se dispersa en pequeñas gotas en mayor parte del aceite, inciso (c); sin embargo, a medida que aumenta el corte de agua, aumenta la posibilidad de formar una emulsión inversa (aceite en agua, o emulsión O/W), como se muestra en el inciso (b) de la figura No. 2.1.

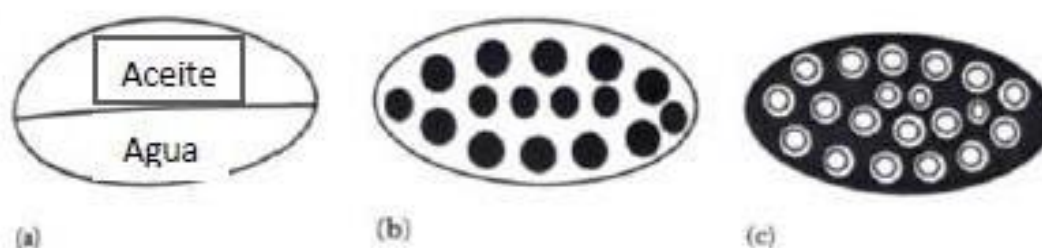


Figura No. 2.2 Representación esquemática de las diferentes emulsiones. A) Dos fluidos inmiscibles, B) O/W emulsión inversa, y C) W/O emulsión normal.

Para que dos líquidos formen una emulsión estable se deben cumplir tres condiciones:

1. Los dos líquidos deben ser inmiscibles
2. Debe haber suficiente energía de agitación para dispersar una fase de la otra
3. Un agente emulsionante debe estar presente

2.3. Formación de emulsiones

Las emulsiones normalmente no existen en la formación productora pero se forman debido a la agitación que se produce en todo el sistema de producción del petróleo. Comenzando por la producción del aceite, el agua migra a través de la formación rocosa de la tubería, penetrando en el pozo, pasara a través del estrangulador, y a través del manifold hacia los separadores. A lo largo de este viaje, los fluidos se someten a agitación debido al flujo turbulento presente. Esta energía de agitación, genera fuerza para las gotas de agua en la mayor parte del petróleo, se produce de la siguiente manera:

La energía se agota primero para superar la fuerza viscosa entre las capas líquidas que se conducen a su separación en láminas o partes delgadas, esto es lo que llamamos energía de cizalla y matemáticamente se aproxima con la siguiente fórmula

$$SE = \tau AD_0 \quad (1)$$

Donde SE es la energía de cizalla, A es el área de superficie de corte, D_0 es la longitud característica, y τ es la fuerza de corte por unidad de área; y se define por la siguiente ecuación:

$$\tau = \frac{C_d \rho v^2}{2g_c} \quad (2)$$

Donde C_d es el coeficiente de arrastre, ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad de flujo, and g_c es factor de conversión= 32.174 [(pie) / (lbm)] / [(seg²) (lbf)].

La energía se usa en forma de energía superficial, que ocurre como resultado de la separación de las moléculas en el plano de la división, esta energía superficial está relacionada con la tensión superficial, la energía contenida por unidad de área se conoce como tensión superficial, teniendo las unidades de dinas/cm.

Las gotas alcanzan la forma esférica, que implica la menor energía contenida para un volumen dado; esto está de acuerdo con que todos los sistemas energéticos tienden a buscar el nivel más bajo de energía libre. El hecho de que la tensión superficial se define como la propiedad física debido a las fuerzas moleculares existentes en la película superficial del líquido, provocara que el volumen de un líquido se contraiga o reduzca a una forma menor al área superficial.

2.4. Agentes emulsificantes

Si se ve una emulsión de aceite a través de un microscopio, se observaran muchas esferas pequeñas o gotas de agua dispersas a través del petróleo, como se muestra en la figura No.3; una película dura rodea estas gotas, por lo tanto, se llama una película estabilizadora.

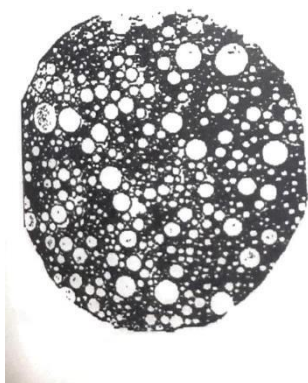


Figura No. 2.3 Fotomicrografía de emulsión suelta que contiene aproximadamente 30% de gotas de agua emulsionada (tamaño de aproximadamente 60 μ m y menos)

Los agentes emulsificantes, que se encuentran comúnmente en el petróleo crudo o agua en estado natural o que se introducen en el sistema como contaminantes durante las operaciones de perforación y mantenimiento, crean este tipo de película. Algunos de los emulsionantes más comunes son:

- Materiales asfálticos
- Sustancias resinosas
- Ácidos orgánicos solubles en aceite

- Materiales sólidos finamente dispersos como arena, carbón, calcio, sílice, hierro, zinc, sulfato de aluminio y sulfuro de hierro.

Estos agentes emulsionantes soportan la formación de la película que recubre las gotas de agua, de ahí la estabilidad de una emulsión. La estabilidad de la emulsiones aceite-agua podría verse a través del siguiente análisis; la relativa dificultad de separar una emulsión en dos fases es la estabilidad. Una emulsión muy estable se conoce como una emulsión estrecha, y una medida de está es su grado de estabilidad que está influenciado por muchos factores. En consecuencia podemos abordar el problema de resolución y, por lo tanto, el procedimiento de tratamiento subyace si se consideran los siguientes factores:

- Viscosidad del aceite: la separación es más fácil para una fase de aceite menos viscosa.
- Densidad o diferencia de gravedad entre las fases de aceite y agua: se obtiene una mejor separación, a mayor diferencia.
- Tensión interfacial entre las dos fases (está relacionada con el tipo de agente emulsionante): se promueve una separación si esta fuerza se reduce.
- Tamaño de las gotas de agua dispersa: cuando más grande es el tamaño de las gotas de agua, más rápido es la separación. El tamaño de las gotas de agua dispersas es un factor importante en la estabilidad de la emulsión.
- Porcentaje de agua dispersa: la presencia de un pequeño porcentaje de agua en aceite, en condiciones turbulentas podría conducir a una mezcla altamente emulsionada. Las gotas de agua están finalmente divididas y dispersas con muy pocas posibilidades de aglomerarse a partículas grandes.
- Salinidad del agua emulsionada: el agua altamente salina conducirá a una separación más rápida debido a una mayor diferencia de densidad entre las fases de aceite y agua.

2.5. Proceso de deshidratación

El método de tratamiento del petróleo crudo para la separación de agua asociada varía de acuerdo con las formas en las que se encuentra el agua en el crudo. La eliminación de agua libre es lo primero en el proceso del tratamiento, seguido de la separación de agua combinada o emulsionada junto con cualquier material extraño como arena y otros sedimentos.

Nuevamente desde el punto de vista económico, la eliminación del agua libre al principio reducirá el tamaño del sistema de tratamiento, de ahí su costo. Lo mismo

aplica para la separación del gas natural asociado de petróleo en la planta separadora de gas-petróleo.

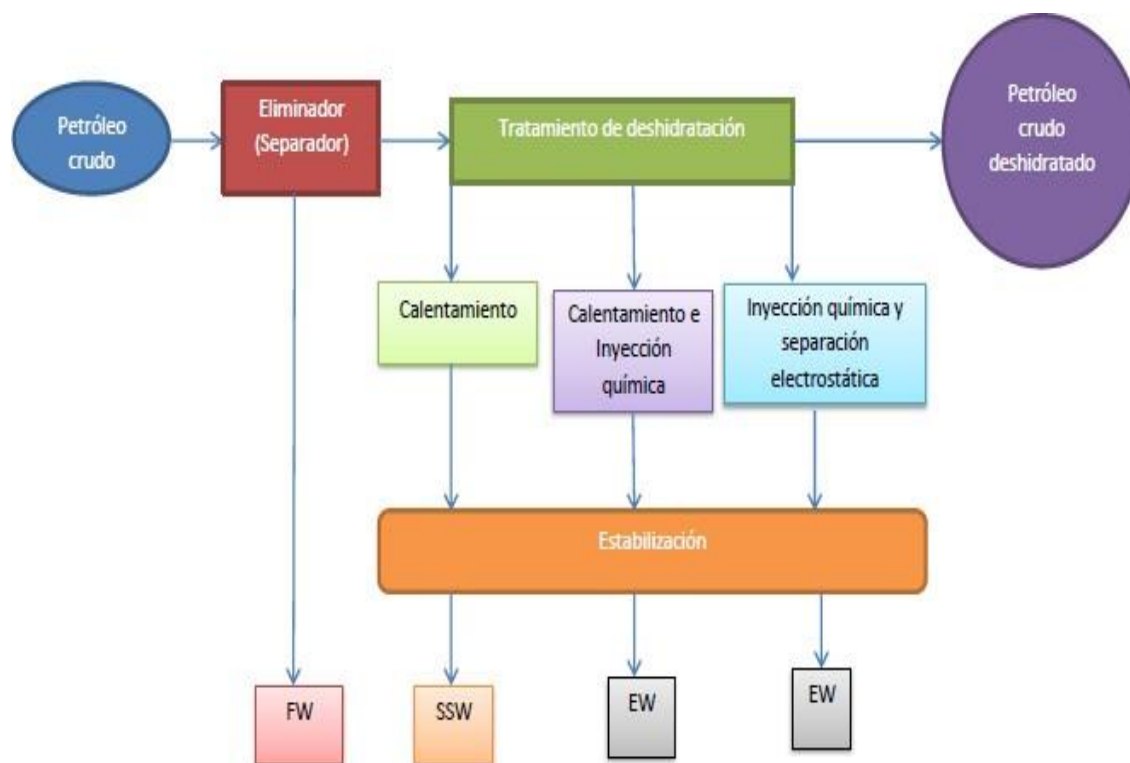


Figura No. 2.4 Los enfoques básicos de manejo de petróleo crudo húmedo (EW, agua emulsionada; FW, agua libre; SSW, agua suspendida.)

Un sistema de deshidratación en general comprende varios tipos de equipos, los más comunes son los siguientes:

- a) Recipiente de eliminación de agua libre
- b) Tanque de limpieza de emulsión
- c) Tanques de decantación
- d) Tratamiento de afluencia (calentadores)
- e) Inyección química
- f) Deshidratador electrostático

2.5.1.1. Eliminación del agua libre

El agua libre simplemente se define como aquella agua producida con petróleo crudo y se asentara fuera de la fase oleosa si se le da un poco de tiempo. Existen algunas buenas razones para separar primero el agua libre, algunas de ellas son la reducción del tamaño de los equipos de flujo y tratamiento, reducción del aporte de calor cuando se calienta la emulsión (el agua consume aproximadamente el

doble de calor que el petróleo); y minimización de la corrosión porque el agua libre entra en contacto directo con la superficie del metal, mientras que el agua emulsionada no.

Se debe observar que un pozo petrolero que produce agua salada (agua libre) será mucho más cálido que el que produce solamente petróleo. Además, el agua libre contribuye a lo que se llama lavado con agua, que es la acción del agua salada para romper las emulsiones de aceite. La remoción de agua libre se lleva a cabo utilizando un recipiente eliminador, que podría ser un equipo individual o incorporado en el tratamiento de flujo.

2.5.1.2. Tratamiento de la emulsión

El proceso de deshidratación tiene como propósito resolver el aceite emulsionado, este proceso consta de tres pasos consecutivos:

- 1) Romper la emulsión: esto requiere debilitar y romper la película estabilizadora que rodea las gotas de agua dispersa, esto es un proceso de desestabilización y se ve afectado por el uso o ayuda de productos químicos y calor.
- 2) Coalescencia: esto implica la combinación de partículas de agua que se liberaron después de romper la emulsión, formando gotas más grandes; la coalescencia es una fuerte reducción de tiempo y se mejora aplicando un campo electrostático, choque sobre una superficie sólida.
- 3) Estabilización gravitacional y separación de las gotas de agua: las gotitas de agua más grandes que resultan de la etapa de coalescencia saldrán del petróleo por gravedad, ser recogidas y eliminadas.

El proceso de estabilización se exhibe por los pasos anteriores en serie, la coalescencia es el paso más lento en otras palabras, el uso de calor o productos químicos seguido de sedimentación gravitacional puede romper algunas emulsiones, pero el proceso dependen del tiempo que se pasa en la coalescencia, esta vez es el elemento que determina el tamaño del equipo y de ahí su costo.

Básicamente, un proceso de deshidratación que utiliza una combinación de dos o más de los ayudantes del tratamiento (calentamiento, adición de productos químicos como calor y campo eléctrico de aplicación) se usa para resolver las emulsiones agua-aceite, el papel de cada una de estas ayudas se analiza a continuación a detalle.

2.6. Proceso de calentamiento

El proceso de calentamiento es la forma más común de tratar las emulsiones agua-aceite, para comprender como el calentamiento ayuda en la solución de las emulsiones de agua-aceite y la separación de las gotas de agua del volumen de petróleo, se hace referencia a la ecuación de velocidad de sedimentos.

$$V_t = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma) d_m^2}{\mu_o} [pie/seg] \quad (3)$$

Donde V_t Velocidad de descenso de las gotas de agua en relación con la fase continua de aceite, $\Delta\gamma$ es la diferencia entre la gravedad específica del agua y el aceite, d_m^2 es el diámetro de la gota de agua (en micras su símbolo es μm) y μ_o es la viscosidad del aceite.

Con respecto a la Ec.3 un incremento en $\Delta\gamma$ aumenta la velocidad de sedimentación y, por lo tanto, promueve que la diferencia de gravedad específica sea pequeña, de lo contrario, este efecto no es tan significativo como el efecto de la viscosidad, de echo podemos causar un efecto inverso sobre la diferencia, en la gravedad específica. Para algunos aceites pesados, la gravedad específica del aceite y agua detendrá por completo el proceso de separación, por lo tanto, se debe tener cuidado al determinar la temperatura del tratamiento para un crudo específico.

2.6.1.1. Ventajas y desventajas del calentamiento

El calentamiento de la emulsión agua-aceite ayuda en la resolución de la emulsión y la separación del agua emulsionada de diferentes maneras. El efecto más significativo es la reducción de la viscosidad del aceite con la temperatura. La viscosidad de los diferentes tipos de petróleo cruda cae rápidamente con la temperatura como indica la Ec. 3, tal reducción de la viscosidad resulta de una mayor velocidad de sedimentación de las gotas de agua y, por lo tanto, acelera y promueve la separación de agua y aceite. A medida que se calienta la mezcla de agua y aceite, se reduce la densidad (gravedad específica) del agua y aceite. Sin embargo, el efecto de la temperatura en la densidad del aceite es más pronunciado que en la densidad del agua, ósea que el resultado es que la diferencia en densidad o gravedad específica aumenta a medida que la emulsión se calienta.

Otro efecto beneficioso del calentamiento es que la temperatura incrementada promueve los movimientos de las pequeñas gotas de agua, que al colisionar entre sí pueden formar gotas de mayor tamaño. El aumento en el tamaño de gota acelera significativamente el proceso de sedimentación. El calor también ayudara

a desestabilizar (debilitar) la película emulsionante, rompiendo así la emulsión, además, el calentamiento disolverá los pequeños cristales de parafinas y asfáltenos y, por lo tanto, neutralizará su efecto potencial como emulsionantes.

A pesar de todos los beneficios del proceso de calentamiento antes mencionado, existen algunas desventajas asociadas con este método de tratamiento. El calentamiento de aceite puede dar como resultado una pérdida significativa de los extremos de hidrocarburo más ligero y, por lo tanto, da como resultado la pérdida de volumen de aceite, por ejemplo, al calentar aceite de 35°API de 100°F a 150°F, se pierde más del 1% del volumen de aceite por evaporación; por supuesto que el restante de aceite ligero podría ser recogido y vendido junto con el gas. Esto claramente no recompensará la pérdida de ingresos resultantes de las pérdidas de petróleo, además de las pérdidas de aceite, la evaporación de las partes ligeras deja al petróleo crudo tratado con menor gravedad API (es decir de calidad inferior), que se venderá a un precio inferior.

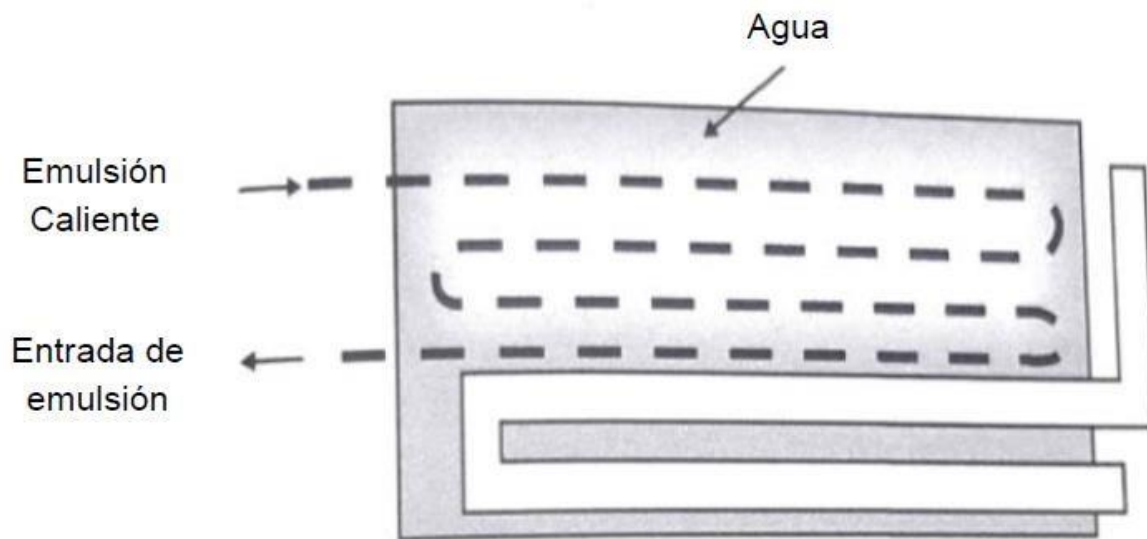
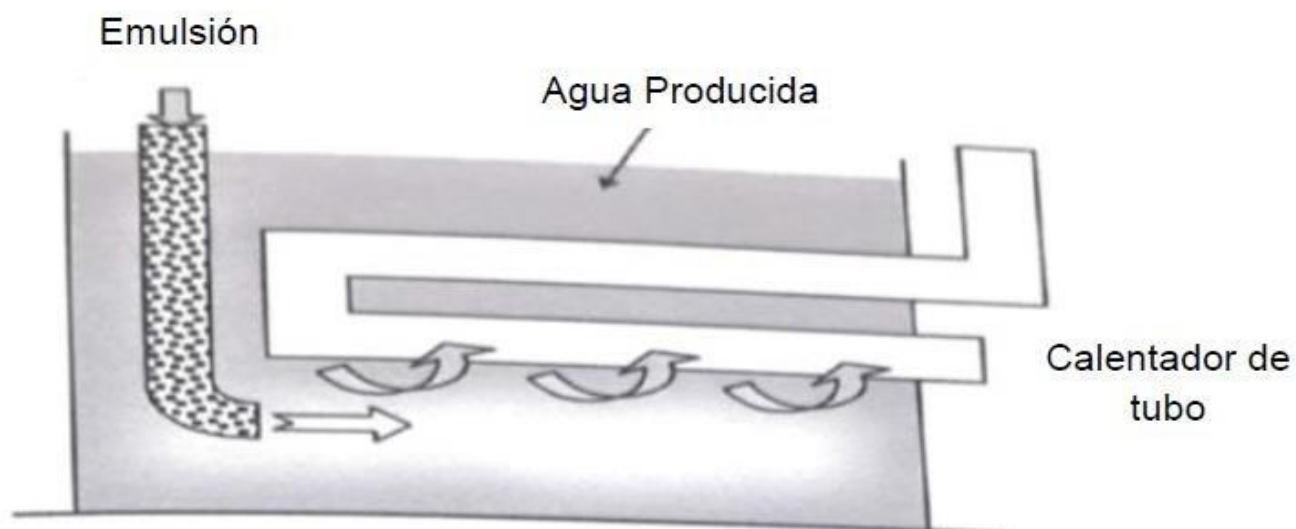
Finalmente el proceso de calentamiento requiere una inversión adicional para los equipos de calefacción y un costo operativo adicional para el gas combustible y el mantenimiento. En conclusión, generalmente se recomienda evitar el uso de del calentamiento como un proceso en el tratamiento de deshidratación si es posible, de lo contrario, algunos de los beneficios del calentamiento pueden realizarse con la cantidad mínima del calentamiento.

2.6.1.2. Métodos de calentamiento de las emulsiones de aceite

El suministro de calor utilizado en las operaciones de tratamiento de aceite es prácticamente gas natural, aunque bajo algunas condiciones especiales, se puede usar petróleo crudo. Los calentadores generalmente son de dos tipos: *Calentadores directos* son aquellos en los que el aceite pasa a través de una bobina expuesta a los gases de combustión calientes del combustible quemado o para introducir la emulsión en un recipiente calentado usando un calentador de tubo. *Calentadores indirectos* son aquellos en los que el calor se transfiere de los gases de combustión caliente a la emulsión a través del agua como medio de transferencia.

La emulsión pasa a través de tubos sumergidos en un baño de agua caliente, en general la cantidad de agua libre en la emulsión de aceite será un factor para determinar que método se va a usar. Si se encuentra que el agua libre es del 1%-2%, entonces use un calentador indirecto. Si el contenido de agua libre es suficiente para mantener un nivel alrededor del tubo, use un calentador directo.

Calentadores directos



Calentadores indirectos

Figura No. 2.5 Métodos básicos para calentar emulsiones

2.6.1.3. Requerimiento de calor

La cantidad de calor transferido o ganado por un fluido generalmente está dado por:

$$q = mc\Delta T \left[\frac{Btu}{h} \right] \quad (4)$$

Donde q es la tasa o gasto de calor transferido/ganado (Btu/h), m es la tasa de flujo másico del fluido (lb/h), c es el calor específico del fluido ($Btu/lb^\circ F$), y ΔT es el aumento de la temperatura debido a la transferencia de calor.

La tasa de flujo másico m podría calcularse a partir del caudal volumétrico o gasto Q que normalmente se da en (bpd) de la siguiente manera:

$$m = Q \left(\frac{bl}{dia} \right) \left(\frac{1}{24} \right) \left(\frac{dia}{h} \right) 5.61 \left(\frac{pie^3}{b} \right) 62.4 \left(\frac{pie^3}{lb} \right) \frac{lb}{h} \quad (5)$$

Donde Y es la gravedad específica del líquido.

Cuando el calentamiento se usa para el tratamiento de la emulsión, la mayor parte del agua libre debe eliminarse antes de la aplicación del calor. El agua restante sería principalmente agua emulsionada y algo de agua libre que no se separó (gotas de agua de 500 μm y más pequeñas); al estimar la cantidad total de calor requerida para el tratamiento (q), debemos considerar el calor transferido al agua (q_w) junto con el transferido al aceite (q_o), además también deberíamos tener en cuenta las pérdidas de calor (q_l), estas podrían ser estimadas usando la Ec. 2 y Ec.3 como a continuación:

$$q_o = 15\gamma_o Q_o C(\Delta T) \quad (6)$$

Normalmente, la cantidad de agua se da como un porcentaje del volumen de aceite (es decir, $Q_w = wQ_o$, donde w es el porcentaje de agua). Por lo tanto,

$$q_o = 15\gamma_w w Q_w C(\Delta T) \quad (7)$$

La pérdida de calor normalmente se expresa como un porcentaje de la entrada de calor total; sea l el porcentaje de pérdida de calor total; entonces, $q_l = l_q$ (8)

Por que $q = q_o + q_w + q_l$, al sumar las ecuaciones 6 a 8 y resolver q , obtenemos:

$$q = \frac{1}{1-l} 15Q_o (\Delta T) (\gamma_o C_o + w\gamma_w C_w) \left[\frac{Btu}{h} \right] \quad (9)$$

Donde l es el porcentaje de pérdida de calor (fracción); Q_o es la tasa de flujo de aceite o gasto (bpd); ΔT es el aumento de la temperatura debido a la calefacción

(°F); γ_o y γ_w son la gravedad específica del petróleo y agua, respectivamente; C_o y C_w son el calor específico del aceite y agua, respectivamente; y w es el porcentaje en volumen de agua en el aceite (fracción). La ecuación 9 se usa para estimar el calor requerido o necesario del quemador.

2.6.1.4. Tipos de tratadores de calor

Los diversos tipos de calentadores de campo y tratadores calentadores se presentan en la Figura No. 2.6 incluyen tratadores verticales, tratadores horizontales y tanques de decantación.

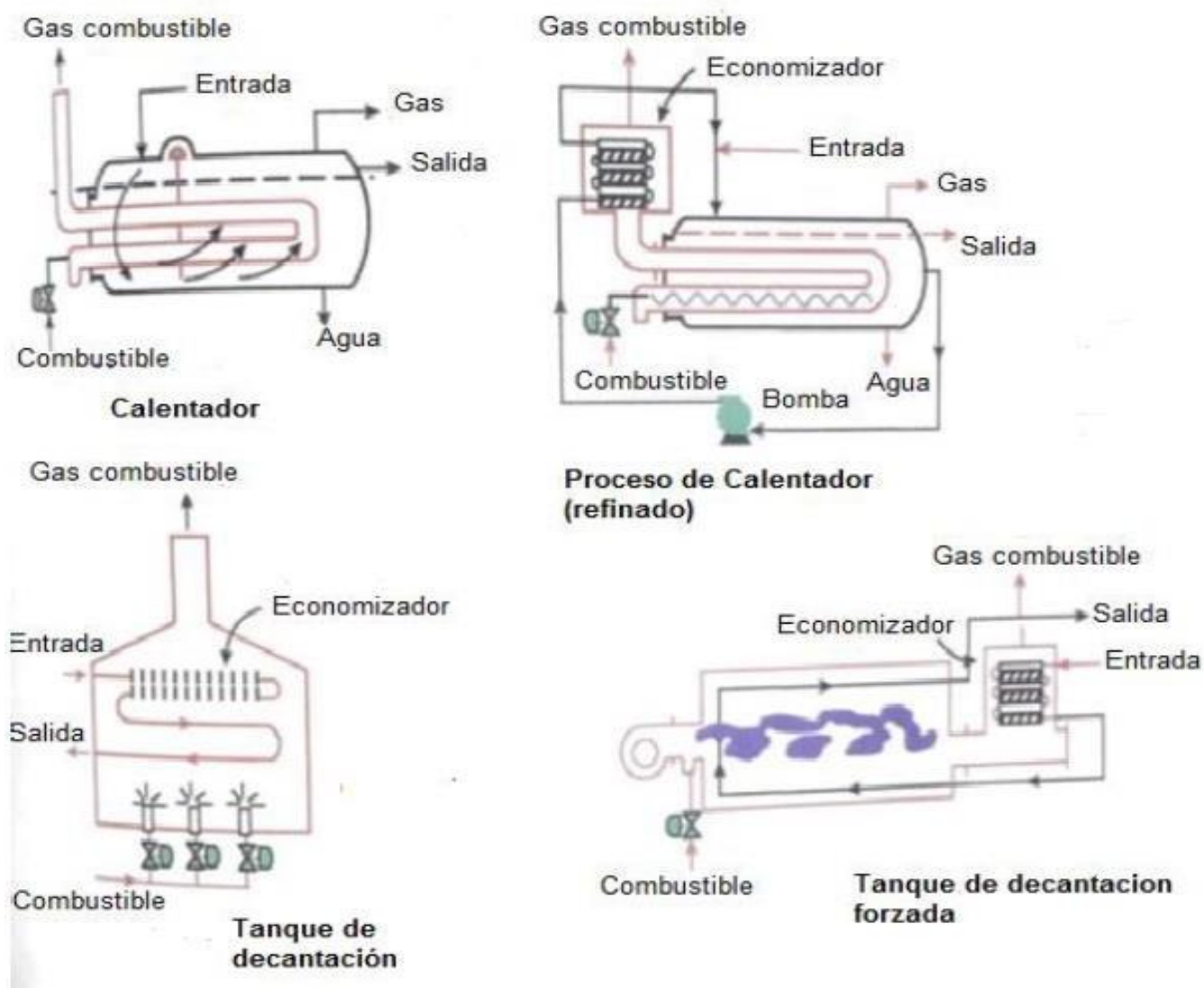


Figura No. 2.6 Tipos de calentadores en campo.

Los tratadores verticales se usan comúnmente como tratadores de pozo; el aceite más la corriente de emulsión ingresa al tratador desde el lado en la sección superior del recipiente donde el gas, si lo hay, se separa y deja el recipiente en la parte superior a través de un extractor de niebla; el líquido fluye hacia abajo a través de un tubo llamado, tubo descendente y sale a través de un separador de flujo ubicado ligeramente por debajo de la interfaz agua-aceite para lavar con agua la corriente de emulsión de aceite; el lavado con agua ayuda a unir las pequeñas gotas de agua suspendidas en el aceite; el aceite y la emulsión fluyen hacia arriba, intercambiando calor con los tubos del calentador, luego a través de la sección coalescente que es de tamaño suficiente para proporcionar el tiempo suficiente para la coalescencia de las gotas de agua y su sedimentación del aceite, el aceite tratado se recoge luego del tratante.

Los tratadores horizontales se usan normalmente en las instalaciones costa afuera del tratamiento de pozos múltiples; la corriente y emulsión se introduce en la sección del tratador de calentamiento cerca de la parte superior, donde se evapora el gas, se separa y sale de la parte superior a través de un extractor de niebla; el líquido se hace fluir de modo tangente a la superficie interior del recipiente y cae bajo de la interfaz agua-aceite, donde se lava con agua; el lavado con agua provoca la coalescencia y la separación del agua libre. El aceite más la emulsión se elevan, intercambiando calor en los tubos, y flota sobre una presa en una cámara de aumento, mientras que la emulsión de aceite sale de la cámara de aumento cerca del fondo del recipiente y entra en la sección de coalescencia del tratamiento a través de un espaciador de flujo, lo que garantiza que el aceite fluya uniformemente a lo largo de la longitud de la sección de coalescencia; el aceite fluye hacia arriba, donde se extrae del recipiente a través de un recolector, el sistema separador-recolector permite que el flujo de aceite sea vertido, esta sección del tratamiento esta dimensionado para permitir un tiempo de retención suficiente para la coalescencia y sedimentación del agua y aceite. El agua separada se retira del tratador en dos ubicaciones: una en la parte inferior de la sección de calentamiento y la otra en la parte inferior de la sección de coalescencia; y los controladores de nivel controlan ambas válvulas de salida.

Los tanques de decantación son verticales de gran diámetro que funcionan principalmente a presión atmosférica, generalmente se usan para campos pequeños en los que no se requiere calentamiento o mínimo de separación de la emulsión. Cuando se necesita calefacción, la forma más común es precalentar el aceite y la corriente de emulsión antes de que se ingrese al tanque; la corriente de aceite más emulsión ingresa al tanque en la parte superior (donde el gas se evapora y separa) en un tubo descendente, el cual a través de un espaciador ubicado debajo de la interfaz agua-aceite y se eleva verticalmente hacia arriba,

através del área de la sección transversal del tanque. A medida que la emulsión de aceite se eleva, se lava con agua para unir las gotas de agua, luego se retiene durante un tiempo suficiente en la sección de sedimentación para permitir la separación de las gotas de agua, que fluyen en contracorriente con el flujo de aceite y se acumulan en la sección inferior del tanque.

2.7. Tratamiento químico

Como se mencionó anteriormente algunas emulsiones de aceite se romperán al ser calentadas sin agregar químicos; otras emulsiones responderán al tratamiento químico sin calor. Una combinación de ambas ayudara ciertamente acelerar el proceso de la ruptura de emulsiones; los aditivos químicos son conocidos como los segundos ayudantes en el proceso, estos son agentes especiales que comprenden polímeros de peso molecular relativamente alto, estos químicos(desemulsionantes), una vez absorbidos a la interfaz agua-aceite, pueden romper la película (es decir, en el lado de las gotas de agua) en otras palabras, cuando los desemulsionantes se agregan al aceite, tienden a migar a la interfaz aceite-agua y rompen la película estabilizadora. El desemulsificador, al llegar a la interfaz aceite-agua, funciona con el siguiente patrón: floculación, luego ruptura de la película, seguida de coalescencia, cuanto más rápido llega el emulsionante a la interfaz aceite-agua, mejor resultados se obtienen; la figura no. 7 ilustra estos pasos.

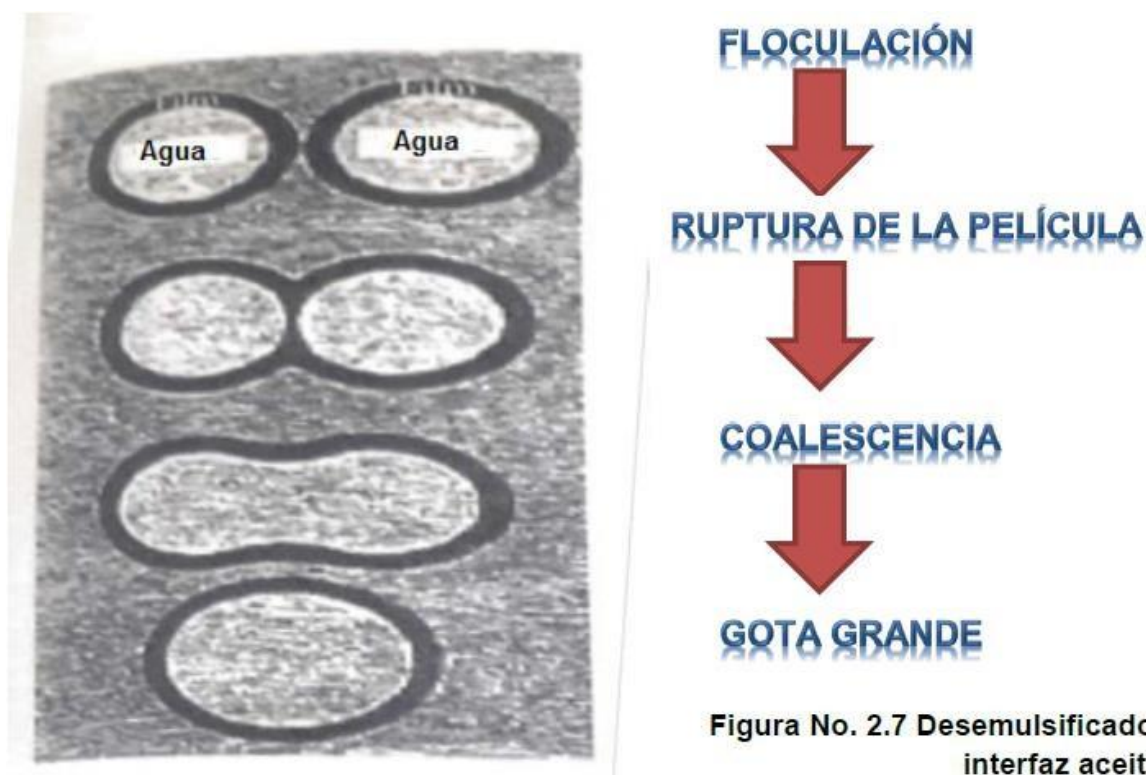


Figura No. 2.7 Desemulsificador en la interfaz aceite-agua

2.7.1.1. Selección e Inyección de químicos (Desemulsificación)

El primer paso para seleccionar el químico apropiado para el tratamiento del aceite es probar en un muestra de aceite, la muestra tiene que ser representativa y se mide en una cantidad de botellas (12 o más), a cada botella, se agregan unas pocas gotas de diferentes sustancias químicas, seguidos de una agitación para garantizar una buena mezcla entre la emulsión y el producto químico; el calor se puede aplicar si es necesario. La selección final de la sustancia química correcta se basara en probar una muestra del aceite para determinar la eliminación del agua.

Desde el punto de vista práctico, la mayoría de los desemulsionantes de aceite son solubles en aceite en lugar de solubles en agua, por lo tanto, se recomienda diluir el producto químico con un solvente para que tenga un volumen mayor de la solución a inyectar para garantizar una mezcla completa. El punto de inyección de los desemulsionantes solubles en agua, la inyección se lleva a cabo después de que se haya eliminado el agua libre; de lo contrario, la mayor parte del químico se pierde por el desagüe, por lo tanto se recomiendan tres puntos de inyección:

1. Aguas arriba del estrangulador, donde se produce una agitación en el estrangulador a medida que se baja la presión desde la boca del pozo hasta la que corresponde al separador de gas y petróleo; es considerado el punto de inyección ideal. Se ilustra en la figura no. 2.8.

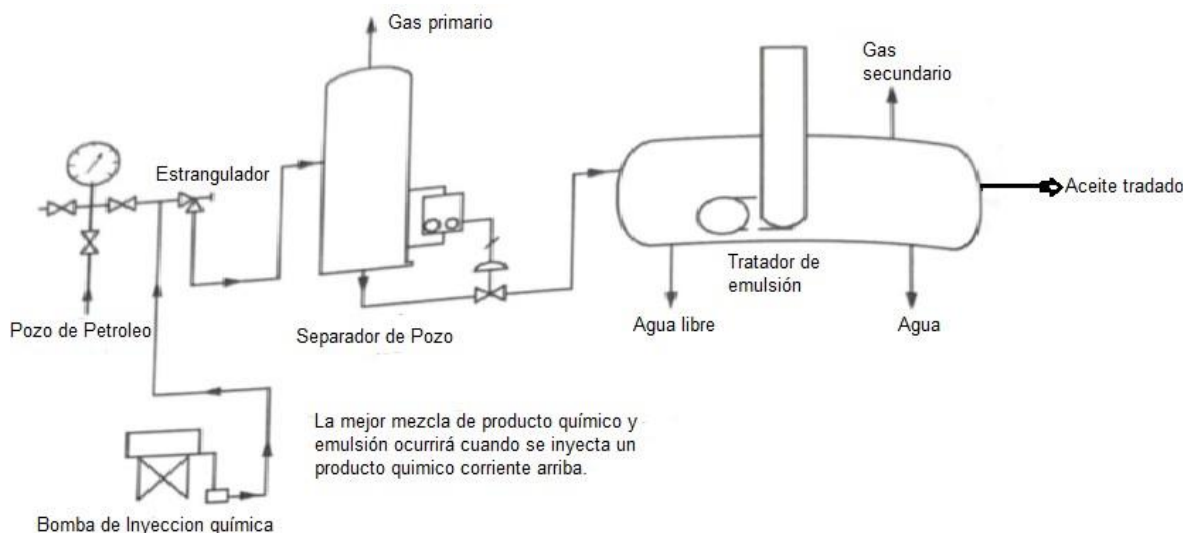


Figura No. 2.8 Inyección química: corriente arriba del estrangulador

2. Flujo de la válvula de control de nivel en el separador, donde se produce agitación en la válvula a medida que disminuye la presión, como se muestra en la figura no. 2.9.
3. Para el caso en el que el sistema de tratamiento no incluye un separador de gas y aceite, los puntos de inyección se colocan a 200-250 [pie] del tratante de la emulsión.

Los químicos se aplican e inyectan usando una pequeña bomba química, la bomba es de tipo embolo de desplazamiento, la cual debería poder entregar pequeñas cantidades de desemulsionante en la línea de aceite, en condiciones de tratamiento normales, se usa 1L de producto químico por cada 15-20 m de aceite (o aproximadamente 1 qt por 100 bbl de aceite). Es necesaria la disolución del producto químico con solventes apropiados de acuerdo con el tipo de aceite, la concentración requerida de la sustancia química oscila entre 10 y 60 ppm. Los desemulsionantes químicos son compuestos orgánicos complejos con características de superficie activa; una combinación de materiales no iónicos, catiónicos y aniónicos contribuyen a las propiedades de superficie activa. Algunos de los emulsionantes son sulfátanos, esteres de poliglicol, compuestos de poliamida y muchos otros. Es importante mencionar que cantidades excesivas de productos químicos pueden causar daños como demasiados químicos usualmente se conoce como sobretratamiento, además del costo operativo adicional innecesario, el tratamiento excesivo conducirá a lo que se conoce como combustión de la emulsión es decir emulsión irrompible o hermética.

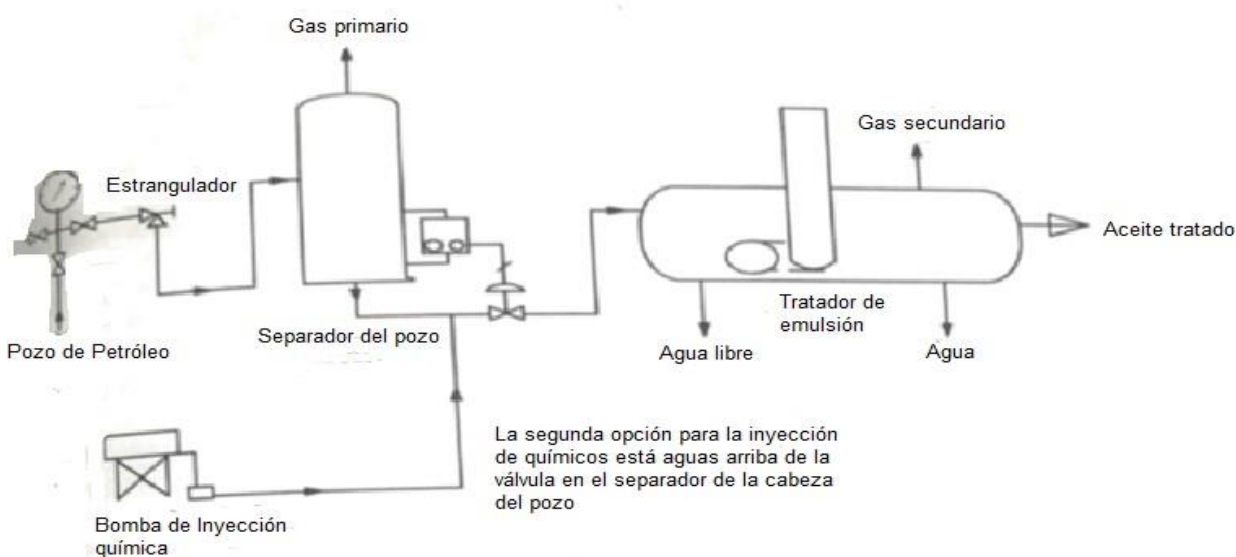


Figura No. 2.9 Inyección química aguas arriba de la válvula de control del separador.

2.8. Asistencia eléctrica

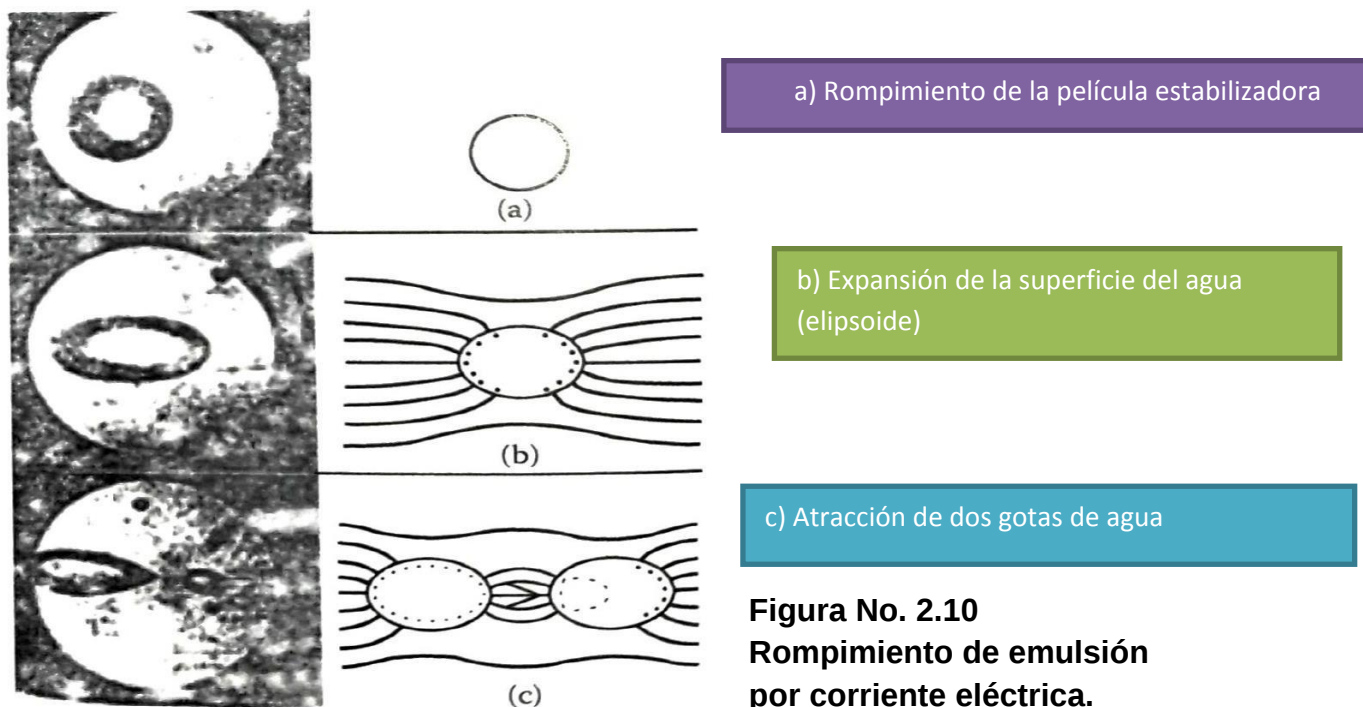
La electricidad es la tercera ayuda del tratamiento químico de la emulsión en la deshidratación del petróleo crudo; sin embargo, debe tenerse en cuenta que tanto el tratamiento térmico como el calentamiento funcionan para romper la emulsión, mientras que el tratamiento de la emulsión eléctrica está destinado a acelerar la coalescencia, y por lo tanto a la sedimentación, en otras palabras, la deshidratación eléctrica no rompe la emulsión eléctricamente.

Observando los tres pasos consecutivos involucrados en la deshidratación de crudo emulsionado (rompiendo la emulsión, coalescencia de las gotas de agua y sedimentación, y separación) y suponiendo que el primer y tercer paso son rápidos en comparación con el segundo, se puede concluir que la coalescencia es un paso de control, en otras palabras, la coalescencia es una reducción del tiempo, que influye en la sedimentación. Mientras que en el diseño de deshidratadores, se deben implementar algunos medios para reducir el tiempo de coalescencia, de ahí el tiempo de establecimiento. Algunos de estos medios están instalando un medio coalescente en la sección de configuración para acelerar la acumulación y la formación de gotas de agua, aplicando fuerza centrífuga a la emulsión que puede promover la separación y aplicando un campo eléctrico en la sección de asentamiento del tratador.

Las emulsiones de aceite-agua que utilizan corriente eléctrica para su ruptura se conoce como separación electrostática; la ionización de estas emulsiones con la ayuda de un campo eléctrico se introdujo en 1930 para la desalación de petróleo crudo en las refinerías de petróleo. Un campo de alto voltaje de 10,000 a 15,000 v se usa para ayudar a la deshidratación de acuerdo con los siguientes pasos:

1. La identificación de las gotas de agua, que son formadas por moléculas polares, porque el átomo de oxígeno tiene un extremo negativo, y los átomos de hidrógeno tienen cargas positivas. Estas fuerzas polares se magnetizan y responden a un campo de fuerza eléctrica externo, por lo tanto, se establece una atracción dipolar entre las gotas de agua en la emulsión, lo que conduce a la coalescencia, la sedimentación y separación.
2. Como resultado del campo de alto voltaje, las gotas de agua vibran rápidamente, causando que la película estabilizadora se debilite y se rompa.
3. La superficie de la gota de agua se expande (sus formas se transforman en elipsoides); atraídos entre sí, colisionan y luego se fusionan, como se muestra en la figura no. 2.10.

4. A medida que las gotas de agua se combinan, crecen en tamaño hasta que se vuelven lo suficientemente pesadas como para separarse colocándose en el fondo del tratador.



2.9. Deshidratadores químicos (tratamiento de la emulsión)

Usualmente se les llama a los tratantes de emulsión, calentadores-tratadores, sin embargo, cuando se utilizan otros auxiliares de tratamiento adicionales, el nombre del tratante se reflejara en ayudas para el tratamiento. En consecuencia, se utiliza un deshidratador químico-eléctrico para indicar que se utilizan tanto ayudas químicas como eléctricas además del calentamiento en el tratamiento. La figura no. 2.11 es un diagrama típico de un tratante químico-eléctrico, una vez que el aceite se calienta, fluye a la sección de sedimentación, el agua libre se separa de la emulsión (bajo el efecto del calor y de los productos químicos) y se deposita en el fondo; el aceite se mueve lentamente hacia arriba, pasando a través de la red eléctrica en la sección de sedimentación, donde el agua emulsionada remanente se separa como se explicó anteriormente. Finalmente, el aceite limpio fluye hacia la parte superior del tratador; debe quedar claro que la mayor parte del agua emulsionada se elimina mediante la acción dual del calor y los productos químicos antes de que el aceite pase a la red eléctrica, el contenido de agua en el aceite podría reducirse a 0.5%-1% antes de llegar a la red. La aplicación del campo eléctrico tiene un impacto significativo en el rendimiento del tratamiento.

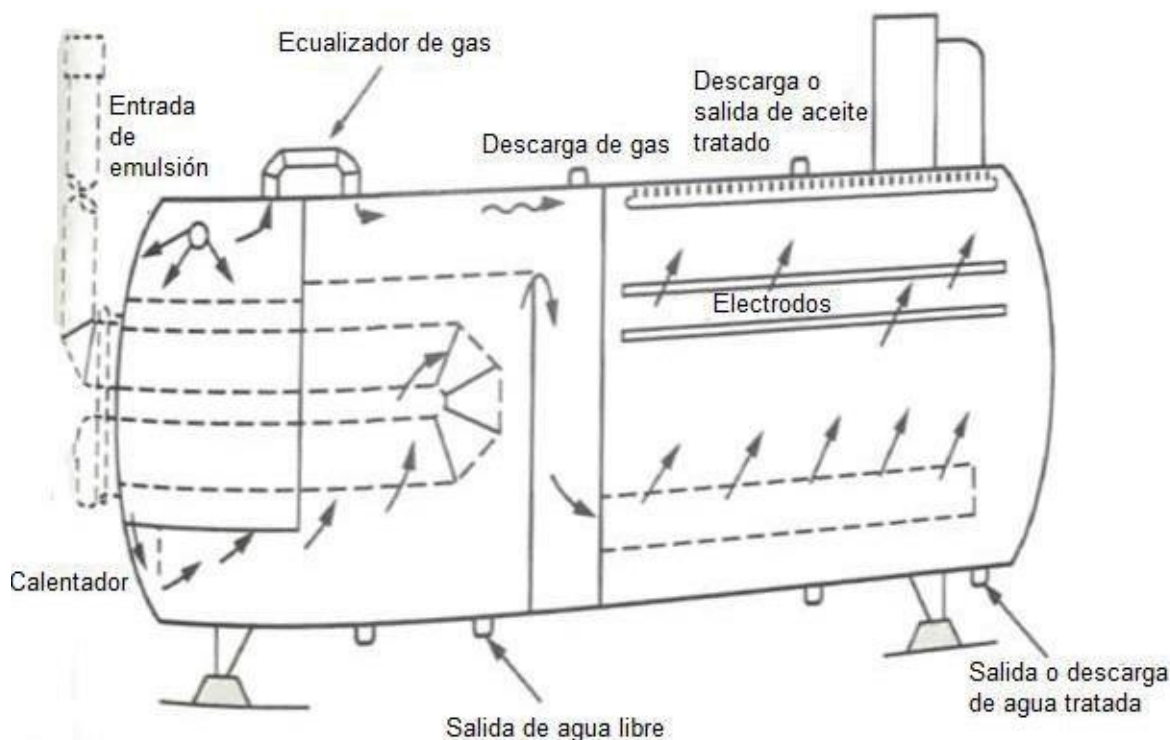


Figura No. 2.11 Deshidratador químico-eléctrico

2.10. Diseño de Tratadores

En el presente apartado limitaremos nuestra consideración de diseño a la determinación de las dimensiones de la sección de coalescencia y el requerimiento de entrada de calor.

Existe una cierta calidad para el aceite tratado (es decir, cierto contenido de agua máximo) debemos determinar el tamaño de gota del agua más pequeño que se debe eliminar. La temperatura de la emulsión, el tiempo de retención y la viscosidad del aceite afectan el tamaño de las gotas de agua que deben eliminarse. Calentar la emulsión da como resultado un estado de excitación en el que las gotas de agua chocan y se unen en gotas más grandes, por lo tanto, al aumentar la temperatura de la emulsión, aumenta el tamaño de las gotas de agua que deben eliminarse; aumentar el tiempo de retención permite que las gotas de agua crezcan más, sin embargo, después de un cierto tiempo de retención inicial, aumentar el tiempo no afecta significativamente el tamaño de gota del agua. Para tratadores de tamaño práctico, el tiempo de retención normalmente se mantiene entre 10 y 30 minutos, el mayor tiempo de retención generalmente se asocia con aceites más pesados.

La viscosidad del aceite es el factor que más influye en el tamaño de gota del agua que puede eliminarse, cuanto más viscoso sea el aceite, mayor será el tamaño de la gota que puede eliminarse (sedimentarse) en un tiempo razonable. En el artículo de Thro & Arnold (1994), las siguientes ecuaciones ejemplifican el diámetro de la gota de agua d , que debe eliminarse para obtener 1% de contenido de agua en el aceite tratado, con la viscosidad del aceite se desarrollaron utilizando datos de campo:

$$\text{Para } \mu_o < 80 \text{ cP}; d_m = (200^{\frac{0.25}{\mu_o}})[\mu m] \quad (10)$$

$$\text{Para tratadores electrostaticos } 3cP < \mu_o < 80cP; d_m = 170\mu[\mu m] \quad (11)$$

Las ecuaciones anteriores son útiles en ausencia de mediciones de laboratorio reales, las cuales son muy difíciles de obtener.

Con el tamaño de gota de agua que debe eliminarse determinado de las ecuaciones anteriores, las dimensiones de la sección de coalescencia/sedimentación del tratador deben ser suficientes para permitir la sedimentación de las gotas de agua y también para permitir el tiempo de retención requerido. Estas dos condiciones podrían usarse para desarrollar dos ecuaciones que gobiernen las dimensiones de los tratadores, tal como se detalla en las siguientes secciones para tratadores horizontales y verticales.

2.10.1.1. Dimensionamiento de tratadores horizontales

2.10.1.1.1. Restricción de sedimentos y gotas de agua

Sabemos que: $V_t = V_o$

Empleando la ecuación de velocidad de sedimentación o asentamiento (ecuación 3):

$$V_t = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{\mu_o} [\text{pie/seg}]$$

Para que se produzca el asentamiento, la velocidad promedio hacia arriba del aceite no debe exceder la velocidad de sedimentación del agua.

Ahora bien sabemos que:

$$V_o = \frac{Q}{A} \quad (12)$$

La velocidad promedio del aceite V_o , se obtiene dividiendo la tasa de flujo volumétrico del aceite, Q , por el área de la sección transversal de flujo A . Y que:

$$A = \left(\frac{d}{12}\right)_{eff} (13)$$

$$Q = 6.49 \times 10^{-5} (Q_o) (14)$$

Donde d sea el diámetro interior del tratador en pulgadas y L_{eff} la longitud efectiva de la sección de asentamiento/coalescencia en pies. Sustituimos la ecuación 13 y 14 en la ecuación 12:

$$V_o = \frac{6.49 \times 10^{-5} (Q_o)}{\left(\frac{D}{12}\right) L_{eff}}$$

$$V_o = 7.79 \times 10^{-4} \frac{Q_o}{d L_{eff}} \left[\frac{pie}{s} \right] (15)$$

Despejando $d L_{eff}$ de la ecuación 15 y sustituimos la ecuación 3, recordando que $V_t = V_o$:

$$d L_{eff} = \frac{7.79 \times 10^{-4} (Q_o)}{V_o} = \frac{7.79 \times 10^{-4} (Q_o)}{\frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta \gamma) d_m^2}{\mu_o}} = 436 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta \gamma) d_m^2} [pg/pie] (16)$$

Donde Q_o es el gasto de aceite en BPD, μ_o viscosidad del aceite en Cp, d_m^2 diámetro de la gota de agua μm (micrones), $\Delta \gamma$ es la diferencia entre la gravedad específica del agua y la del aceite y $d L_{eff}$ es el diámetro de longitud de la sección de coalescencia.

2.10.1.1.1.2. Tiempo de residencia

Sabemos que: $t = \frac{V}{Q} (17)$

El tiempo de residencia, t se puede obtener dividiendo el volumen de la sección de coalescencia de sedimentación ocupado por el aceite, V_o , por la tasa de flujo volumétrico del aceite Q_o .

Suponiendo que el petróleo ocupa solo el 75% de la sección de coalescencia/sedimentación:

$$V = 0.75 \left(\frac{D^2 (L_{eff})^4}{4} \right) (18)$$

Como D^2 es el diámetro en pies; realizando el cambio de unidades de la ecuación 18, obtenemos:

$$V = 0.75 \left(\frac{(D^2) (L_{eff})}{4(144)} \right) = 4.09 \times 10^{-3} \frac{(d^2) (L_{eff})}{(d^2) (L_{eff})} (19)$$

Sabemos que: $Q = 6.49 \times 10^{-5}(Q_o)$ (20)

Sustituimos las ecuaciones 19 y 20 en la ecuación 17:

$$t = \frac{V}{Q} = \frac{4.09 \times 10^{-3}(d^2)(L_{eff})}{6.49 \times 10^{-5}(Q_o)} = 63.02 \frac{(d^2)(L_{eff})}{Q_o} \quad (21)$$

Sabemos que: $t = 60(tr)$ (22)

Despejando $d^2 L_{eff}$, de la ecuación 21 y sustituimos en la ecuación 22,

obtenemos: $d^2 L_{eff} = \frac{Q(60)(tr)}{63.02} = 0.95(Q_o)(tr)$

$$d^2 L = \frac{Q_o tr}{1.05} [pg^2/pie] \quad (23)$$

Sacamos inversa a 0.95 y obtenemos la ecuación de tiempo de residencia para tratadores horizontales (Ec. 23).

2.10.1.1.1.3. Procedimiento de dimensionamiento

El siguiente procedimiento se dirige principalmente a determinar el tamaño mínimo de la sección de coalescencia/sedimentación del tratante y la clasificación del quemador, dicha información será muy útil para preparar las especificaciones de los equipos para los proveedores.

1. El primer paso es decidir sobre una temperatura de tratamiento. Esto se determina mejor a partir de una prueba de laboratorio. La temperatura del tratamiento óptima debe proporcionar una pérdida mínima de volumen y calidad de aceite junto con un tamaño de tratamiento práctico, si los datos de laboratorio no están disponibles, la temperatura de tratamiento puede determinarse en función, sin embargo, el diseño siguiendo los pasos se puede ejecutar para diferentes temperaturas asumidas de tratamiento y se toma una decisión final basada en el análisis de los resultados del diseño.
2. Determinar el diámetro de la gota de agua que se debe eliminar (de la ecuación 10 u 11)
3. Usa la ecuación 16 para obtener la relación entre D y L que satisface la restricción de establecimiento. Asuma varios valores de D y determine los valores correspondientes de L a partir de esta relación.
4. Use la ecuación 23 para obtener otra relación entre D y L que satisfaga la restricción del tiempo de retención. Para los mismos valores de D asumidos en el paso 3, determine los valores correspondientes de L a partir de esta relación.

5. Compare los resultados obtenidos de los dos pasos anteriores y seleccione una combinación de D y L que satisfaga las limitaciones de tiempo de asentamiento y retención.
6. Use la ecuación 9 para determinar el requerimiento de calor para la temperatura de tratamiento selectivo.

2.10.1.2. Dimensionamiento de separadores verticales

2.10.1.2.1.1. Restricción de sedimentos y gotas de agua

Similar al análisis realizado para el tratador horizontal, comenzaremos con la ecuación de asentamiento o velocidad de sedimentación de la gota de agua:

$$V_t = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d^2}{\mu_o} [\text{pie}/\text{seg}]$$

Para que se produzca el asentamiento, la velocidad promedio hacia arriba del aceite no debe exceder la velocidad de sedimentación del agua. La velocidad promedio del aceite, V_o , se obtiene dividiendo la tasa de flujo volumétrico del aceite, Q , por el área de sección transversal de flujo A , que es el área de la sección trasversal del tratador : $A = \left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{D}{12}\right)^2$. Por lo tanto:

$$V_o = \frac{Q}{A} = \frac{Q_o \left(\frac{bl}{dia}\right) \times 5.61 \left(\frac{pie^3}{l}\right) \times 1.1574 \times 10^{-5} \left(\frac{dia}{s}\right)}{\frac{\pi}{4} \left(\frac{D}{12}\right)^2}$$

$$V_o = 1.19 \times 10^{-2} \frac{Q_o}{D^2} \left[\frac{pies}{seg}\right] \quad (24)$$

Despejando D^2 de la ecuación 24, sabiendo que $V_t = V_o$, obtenemos:

$$D^2 = \frac{1.19 \times 10^{-2} Q_o}{V_o} = \frac{1.19 \times 10^{-2} (Q_o)}{1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d^2}{\mu_o}}$$

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma)d_m^2} [pg/pie] \quad (25)$$

2.10.1.2.1.2. Tiempo de residencia

El tiempo de residencia, $t = \frac{V}{Q}$ se puede obtener dividiendo el volumen de la sección de sedimentación/coalescencia ocupada por aceite, V_o , por la velocidad de flujo volumétrico del aceite, Q_o , sea H la altura de la sección de coalescencia/sedimentación (en pulgadas); entonces:

$$t = \frac{V}{\bar{Q}} = \frac{\left(\frac{\pi D^2}{4} \times 144\right) \left(\frac{H}{12}\right)}{5.61 Q_o \times 6.944 \times 10^{-4} \left(\frac{dta}{min}\right)} [min] \quad (26)$$

Despejando D^2H de la ecuación 26, obtenemos:

$$D^2H = 8.575 Q_o t \quad [pg^2pie] \quad (27)$$

La ecuación 25 y 27 se pueden usar para tanques de decantación verticales, sin embargo, cuando el diámetro del tanque es mayor a 48 pg., las ecuaciones se deben multiplicar por un factor (mayor que 1.0) para tener en cuenta los cortos circuitos que se puedan producir.

2.10.1.2.1.3. Procedimiento de dimensionamiento

Similar a los tratadores horizontales, el principal objetivo es determinar el tamaño mínimo de la sección de coalescencia/ sedimentación del tratante y la clasificación del quemador.

1. Determinar la temperatura del tratamiento óptima que proporciona la mínima pérdida de volumen y calidad de aceite junto con un tamaño práctico, si no está disponible, el diseño (siguiendo los pasos) puede ejecutarse para diferentes temperaturas de tratamiento supuestas y una decisión final es mediante el análisis de los resultados del diseño.
2. Determinar el diámetro de la gota de agua que se debe eliminar (de la ecuación 10 u 11)
3. Use la ecuación 25 para obtener el diámetro de tratamiento mínimo D que satisfaga la restricción de sedimentación.
4. Repita los pasos anteriores para diferentes temperaturas de tratamiento supuestas y determine los valores de D para cada temperatura de tratamiento.
5. Usa la ecuación 27 para obtener una relación entre D y H que satisfaga la restricción del tiempo de retención. Luego, asuma diferentes valores de D y determine el valor correspondiente de H a partir de esta relación.
6. Analice los resultados para determinar las combinaciones de D y H para cada temperatura de tratamiento que satisfaga las condiciones de sedimentación y tiempo de retención.
7. Use la ecuación 9 para determinar el requerimiento de calor para la temperatura de tratamiento seleccionada.

2.11. Ejemplos

- 1) Determine el requerimiento de calor y el tamaño de la sección de asentamiento/coalescencia de un tratador horizontal para las siguientes condiciones.

Gasto de aceite	7000 BPD
Entrada de BS&W	15%
Salida de BS&W	1%
Gravedad específica del aceite	0.86
Viscosidad del aceite	45 cp a 85°F
	20 cp a 105°F
	10 cp a 125°F
Gravedad específica del agua	1.06
Calor específico del aceite	0.5 Btu/lb °F
Calor específico del agua	1.1 Btu/lb °F
Temperatura de entrada	85 °F
Tiempo de retención	20 min
Temperatura del tratamiento	Examinar 105 °F, 125 °F y no calentar

Solución

Use la Ec. 10 para determinar el diámetro de gota de agua para cada temperatura de tratamiento:

$$\text{Para } T = 125^{\circ}\text{F}; d_m = 200\mu_o = 200(10)^{0.25} = 356[\mu\text{m}]$$

$$\text{Para } T = 105^{\circ}\text{F}; d_m = 200\mu_o = 200(20)^{0.25} = 423[\mu\text{m}]$$

$$\text{Para } T = 85^{\circ}\text{F}; d_m = 200\mu_o = 200(45)^{0.25} = 518[\mu\text{m}]$$

Ignorando el efecto de temperatura en la gravedad específica, use la Ec. 16 para determinar la restricción de sedimentación para cada temperatura del tratamiento:

$$\text{Para } T = 125^{\circ}\text{F}; DL = 436 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 436 \frac{7000 \times 10}{0.2 \times 356^2} = 1204 [pg \text{ pie}] \quad (\text{A})$$

$$\text{Para } T = 105^{\circ}\text{F}; DL = 436 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 436 \frac{7000 \times 20}{0.2 \times 423^2} = 1706 [pg \text{ pie}] \quad (\text{B})$$

$$\text{Para } T = 85^{\circ}\text{F}; DL = 436 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 436 \frac{7000 \times 45}{0.2 \times 518^2} = 2559 [pg \text{ pie}] \quad (\text{C})$$

Usando la Ec. 23 para determinar la relación del tiempo de residencia:

$$D^2 L = \frac{Q_o t}{1.05} = \frac{7000 \times 20}{1.05} = 133,333 pg^2 \text{ pie} \quad (\text{D})$$

Asumiendo diferentes valores para D y determina los valores correspondientes de L de la Ec. A a D. Los resultados se resumen en la siguiente tabla y se representan gráficamente para la comparación.

D [in]	L [ft] (D)	L [ft] (C)	L [ft] (B)	L [ft] (A)
60	37.04	42.65	28.43	20.07
72	25.72	35.54	23.69	16.72
84	18.90	30.46	20.31	14.33
96	14.47	26.66	17.77	12.54
108	11.43	23.69	15.80	11.15
120	9.26	21.33	14.22	10.03
132	7.65	19.39	12.92	9.12
144	6.43	17.77	11.85	8.36
156	5.48	16.40	10.94	7.72

Analizando los datos de la tabla anterior, obtenemos las siguientes conclusiones:

- Para los diámetros de tratamiento seleccionados en la tabla, solo los valores de L mostrados en negritas son aceptables, ya que satisfacen las restricciones de tiempo de asentamiento y retención.
- A medida que aumenta la temperatura de tratamiento, disminuye el tamaño de la sección de coalescencia/sedimentación.
- No es necesario tratar la emulsión a 125°F, ya que la reducción en el tamaño del tratamiento no es significativa, y el aumento de temperatura afectaría el volumen y la calidad del aceite tratado.
- Una selección práctica y económica sería una sección coalescente de 84 in de diámetro por 21 pie de largo con un quemador que pueda proporcionar una temperatura de tratamiento a 105°F.

Ahora calcularemos el requerimiento de calor con la ecuación 9, suponiendo un 10% de pérdidas de calor:

$$q = \frac{1}{1-l} 15Q(\Delta T)(\gamma_o c_o + w\gamma_w c_w)$$

$$q = \frac{1}{1-0.1} 15 \times 7000 (105 - 85) (0.86 \times 0.5 + 0.15 \times 1.06 \times 1.1)$$

$$q = 1,411,433 \text{ Btu/h}$$

Por lo tanto, un quemador calificado en 1.5 MM Btu / h sería una buena selección. Se debe tener en cuenta que después de la instalación del tratador en el campo, el operador ejecutará al tratador con diversos ajustes mientras inspecciona las muestras del aceite tratado hasta que determine las condiciones de funcionamiento óptimas que proporcionan el tratamiento requerido con un calentamiento mínimo. La optimización de las condiciones de operación es una actividad importante y debe llevarse a cabo con mayor frecuencia para adaptarse a las cambiantes condiciones del campo.

- 2) Determine le requerimiento de calor y el tamaño de la sección de asentamiento/coalescencia de un tratador vertical de un solo pozo para las mismas condiciones del ejemplo 1, dado que el gasto del pozo es de 1200 BPD.

Gasto de aceite	1200 BPD
Entrada de BS&W	15%
Salida de BS&W	1%
Gravedad específica del aceite	0.86
Viscosidad del aceite	45 cp a 85°F
	20 cp a 105°F
	10 cp a 125°F
Gravedad específica del agua	1.06
Calor específico del aceite	0.5 Btu/lb °F
Calor específico del agua	1.1 Btu/lb °F
Temperatura de entrada	85 °F
Tiempo de retención	20 min
Temperatura del tratamiento	Examinar 105 °F, 125 °F y no calentar

Solución

Usando la ecuación 20 para determinar el diámetro mínimo a las tres temperaturas de tratamiento:

Para $T = 85^{\circ}F$

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta \gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 45}{0.2(518)^2} = 6707 \text{ } pg^2$$

$$D_{85} = 82.89 \text{ } pg$$

Para $T = 105^{\circ}F$

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta \gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 20}{0.2(423)^2} = 4476 \text{ } pg^2$$

$$D_{105} = 66.86 \text{ } \mu\text{g}$$

Para $T = 85^{\circ}\text{F}$

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 10}{0.2(356)^2} = 3155 \text{ } \mu\text{g}^2$$

$$D_{85} = 56.17 \text{ } \mu\text{g}$$

Ahora, use la ecuación 21 para la restricción del tiempo de retención:

$$D^2 H = 8.575 Q_o t = 8.575 \times 1200 \times 20 = 205,800 \text{ } \mu\text{g}^3$$

Una selección razonable para un tratador con un diámetro de 66 μg . y 60 μg . de altura de la sección de coalescencia. La temperatura de tratamiento será de 105°F con la posibilidad de que el tratamiento sea a temperaturas más bajas.

Capítulo 3. Descripción del Área de Proceso Akal J

3.1. Localización de Akal J

El Centro de Proceso Akal-J, está localizado en la costa “Este” de México, al Sur del Golfo de México en la Bahía de Campeche. Las coordenadas de localización de este complejo, son las siguientes:

Coordenadas	UTM		Geográficas	
Instalación	X	Y	Latitud N	Longitud O
Plataforma Akal-J	597012.72	2 144 465	19° 25′ 32″	92° 04′ 33″

Tabla N°3.1 Coordenadas de ubicación del Centro de Proceso Akal-J.

El Centro de Proceso Akal-J está ubicado a 78 kilómetros al NW de Ciudad del Carmen, Campeche. Teniendo un tirante de agua promedio de 50 metros. El Activo de Producción Cantarell está organizado en dos sectores operativos el Sector “NORTE” y “SUR”; el Centro de Proceso Akal-J pertenece al Sector “Norte” (Figura No. 3.1).

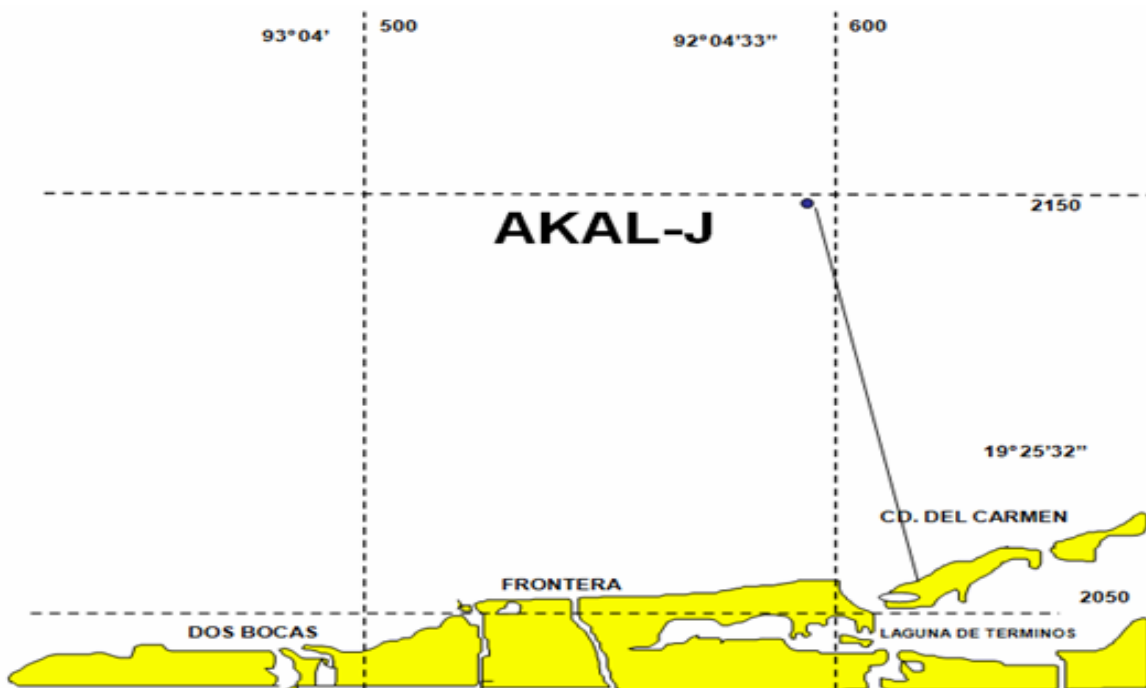


Figura No. 3.1 Ubicación del Centro de Proceso Akal-J.

El clima en donde se encuentra el Centro de Proceso Akal-J es tropical y es muy similar al de Ciudad del Carmen, Campeche con una temperatura promedio de 29°C y 12 nudos en condiciones normales. En la época de Noviembre a Marzo, predominan principalmente los efectos de Nortes, los cuales consisten en vientos fríos acompañado de una masa polar, proveniente del Norte de Canadá, estos llegan alcanzar velocidades de hasta 100 km/h. De Junio a Noviembre se tienen principalmente huracanes en la zona y durante todo el año prevalecen las tormentas tropicales. Las temperaturas tienen un promedio que varía entre los 24°C y los 40°C. El ambiente es salino y el porcentaje de humedad es arriba del 60%.

3.2. Descripción del área de proceso Akal J

Este Centro de Proceso Akal-J fue diseñado para realizar la separación y el manejo de gas y aceite proveniente de los pozos del campo Cantarell. La Plataforma de Akal-J Perforación inició su producción el 30 de Enero de 1979 actualmente como plataforma de compresión de baja presión. La batería de separación Akal-J1 inició su operación el 26 de Diciembre de 1979, pero fue desincorporada en 2014 y en su lugar se instaló una planta deshidratadora y desaladora con manejo de crudo, operando actualmente. El 18 de marzo de 1980 inicia operación la Plataforma Akal-J Enlace para el envío de aceite al Centro de Proceso Akal-C y después al Barco Cautivo, actualmente realiza la distribución de crudo de cierta parte del Activo Cantarell, parte de la producción del Activo Ku-Maloob-Zaap y de crudo ligero de Abkatun. Posteriormente se pone en operación la plataforma Akal-J2 el 23 de Julio de 1980 para el manejo de aceite del campo Ku Maloob Zaap, actualmente desincorporado el equipo de separación y manejo de aceite, para el manejo y compresión del gas a alta presión. La plataforma Akal-J4 entra en operación el 11 de Julio de 1982 para realizar el manejo y compresión de gas a alta presión (Tabla N° 3.2).

PLATAFORMA	TIPO DE ESTRUCTURA	FECHA DE INICIO DE OPERACIONES	SERVICIO	
AKAL-J1	OCTAPODO	26 DE DICIEMBRE DE 1979	SEPARACIÓN BOMBEO	Y
AKAL-J1	OCTAPODO	1 DE AGOSTO DE 2014	DESHIDRATACIÓN, DESALADO	Y
AKAL-J PERFORACIÓN	OCTAPODO	30 DE ENERO DE 1979	COMPRESIÓN DE GAS	

AKAL-J ENLACE	OCTAPODO	18 DE MARZO DE 1980	RECEPCIÓN ENVÍO	Y DE
AKAL- J2	OCTAPODO	23 DE JULIO DE 1980 29 DE SEPTIEMBRE	SEPARACIÓN BOMBEO	Y
AKAL- J3	OCTAPODO	23 DE MAYO DE 1981	SEPARACIÓN BOMBEO	Y
AKAL- J4	OCTAPODO	11 DE JULIO DE 1982	COMPRESIÓN DE GAS ALTA PRESIÓN	DE
AKAL-J HAB 1	OCTAPODO	NOVIEMBRE DE 2008	HOSPEDAJE DE PERSONAL	DE
AKAL-J HAB 2	OCTAPODO	4 DE NOVIEMBRE DE 2001	HOSPEDAJE DE PERSONAL	DE

Tabla N° 3.2 Plataformas del Centro de Proceso Akal-J y Antecedentes

El Centro de Proceso Akal-J es uno de los centros de proceso que cuenta el Activo de Producción Cantarell de la Región Marina Noreste, perteneciente a PEMEX Exploración y Producción.

A continuación se muestra una tabla con el nombre de las plataformas que conforman el Centro de Proceso Akal-J, su designación y la nomenclatura que le asignó PEMEX a cada una de ellas:

Nombre de la Plataforma	Designación	Nomenclatura
Plataforma de Bombeo y deshidratación/desalado	Akal-J1	PB-AJ-1
Plataforma de Bombeo (Actualmente compresión alta presión)	Akal-J2	PB-AJ-2
Plataforma de Bombeo (Actualmente en desincorporación)	Akal-J3	PB-AJ-3
Plataforma de Perforación (Compresión baja presión)	Akal-J Perforación	PP-AJ-1
Plataforma de Enlace	Akal-J Enlace	PE-AJ-1
Plataforma de Compresión Alta presión	Akal-J4	CA-AJ-1

Plataforma Habitacional 1	Akal-J Habitacional 1	HA-AJ-1
Plataforma Habitacional 2	Akal-J Habitacional 2	HA-AJ-2

Tabla N° 3.3 Instalaciones que conforman el Centro de Proceso Akal-J.

3.3. Objetivos fundamentales de operación en Akal J

El objetivo del Centro de Proceso es recibir el crudo ligero marino de PB LIT-A/ABK-A/ABK-D, realizar la deshidratación, desalado y bombeo de aceite hacia el FPSO Y AYATSIL, distribuir la mezcla proveniente de las plataformas satélites hacia los Centros de Proceso AKAL-C Y AKAL-L y la recepción de KU-A; compresión y distribución de gas de proceso para su envío a plantas endulzadoras y/o para inyección al yacimiento VÍA AKAL-C, manteniendo la continuidad operativa y dando cumplimiento a los requerimientos de Seguridad, Salud, Protección Ambiental (SSPA) y calidad contribuyendo de esta manera a los compromisos de producción de PEP.

3.4. Descripción general del proceso de recibo, acondicionamiento y exportación de crudo en Akal J

El Centro de Proceso Akal-J actualmente recibe crudo ligero marino de PB LIT-A/ABK-A/ABK-D, el cual es incorporado a la planta de Deshidratación y desalado para posteriormente ser enviado al FPSO Yúum K´ak náab y hacia Ayatsil, así como el gas proveniente de la primera etapa de separación de Akal-TJ y Sihil-A se incorpora al cabezal de succión donde se incorpora también el gas proveniente de la plataforma Ixtoc-A a través de la llegada de Akal-F.

El gas de la primera etapa de separación de Akal-J3 tiene la opción de aprovecharse y enviarse al Centro de Proceso Akal-N o enviarse a la atmosfera si las razones lo justifican. El gas de primera etapa es enviado a los módulos de Akal-J4 y/o Akal-J2 para su re compresión y ser enviado a Nohoch-A y/o Akal-C2 para su envío a plantas o inyección al yacimiento respectivamente. También se puede enviar o recibir el gas hacia Akal-C3 de ser requerido. Actualmente se recibe gas proveniente de Ku-A con la opción también de poder recibir el gas comprimido del Centro de Proceso Akal-L para succión de módulos en Akal-J4 y/o Akal-J2. El gas obtenido de la segunda etapa de separación es enviado directamente a la atmosfera.

Para esta sección se describirá detalladamente cada uno de los sistemas principales para el Centro de Proceso Akal-J:

- Aceite

- Gas
- Generación
- Aire
- Gas combustible.

El objetivo de los módulos de deshidratación/desalación de crudo es remover el exceso de agua y sales solubles presentes en la corriente de crudo a exportación, para colocarlo dentro de la especificación de 0.5% de BS&W y 50 lb/1000 bl de sal expresada como NaCl.

Sistema de aceite.

Para este suministro comienza en la estación de regulación de presión PCV-3101, cuya función es la de reducir la presión de entrada al complejo a los valores requeridos en el proceso, evitando en lo posible la emulsificación excesiva del agua presente en el crudo. Es por esto que la regulación de presión se realiza en dos etapas sucesivas, cada una constituida por una válvula de control de presión del tipo bola.

El patín de regulación de presión posee tres trenes, cada uno diseñado con una capacidad de 50% del total, de manera que uno de los trenes corresponde a respaldo, considerándose este como el desvío.

La salida del patín de control de presión es dirigida hacia la batería de intercambiadores de calor tipo tubo/coraza CH-3101A-D, los cuales precalientan el fluido proveniente de la estación de reducción de presión, enfriando a su vez el agua congénita de salida hacia un pozo letrina.

El fluido precalentado a la salida de los intercambiadores CH-3101A-D es dirigido hacia otra batería de intercambiadores de calor, los CH-3102A-F los cuales son también del tipo tubo/coraza. En estos intercambiadores de calor se hace la integración térmica del crudo a ser tratado con el crudo ya tratado. El aceite crudo precalentado es entonces enviado hacia los intercambiadores de calor de aceite térmico, en donde se realiza el calentamiento hasta la temperatura de operación de los deshidratadores y desaladores.

Los intercambiadores CH-3103A-C se encuentran dispuestos en paralelo y cada uno de ellos cuenta con un arreglo de válvulas de control de temperatura en la línea de aceite térmico, además del control de flujo en la línea de crudo a calentar.

Este arreglo permite distribuir homogéneamente la totalidad del fluido a ser calentado entre todos los intercambiadores y así evitar desbalances de carga.

El fluido calentado hasta la temperatura de proceso es entonces enviado hacia el deshidratador de crudo DE-3101, en donde a través de un campo eléctrico de frecuencia dual, se remueve el agua libre y emulsionada presente, hasta una especificación de salida de 1.0%.

Luego, la producción de salida del deshidratador electrostático DE-3101 es dirigida hacia los desaladores DE-3102 y DE-3103, en donde se inyecta agua de lavado proveniente del módulo de acondicionamiento de agua de mar para realizar la dilución de la salinidad del agua de producción, con la posterior remoción a través de campos eléctricos de frecuencia dual, y obtener la especificación de salinidad del crudo, menor de 50 lb/1000 bl. El contenido de agua a la salida de los desaladores es menor a 0.5% de BS&W.

Existe también un patín para el acondicionamiento y recirculación del agua de lavado a ser utilizada en el desalador; el cual consiste en un juego de intercambiadores de calor del tipo placa/marco CH-3104A-R. Estos intercambiadores calientan el agua proveniente del sistema de osmosis inversa, utilizando el agua fluyente de los desaladores y del deshidratador. Se estima una proporción de agua de lavado del 10% del volumen del crudo a ser desalado, la cual proviene desde el sistema de osmosis inversa. Se dispone de 100% de respaldo para el servicio de intercambio de calor CH-3104A-R.

Cada desalador tiene también una bomba de recirculación de agua de lavado, BA-3101 y BA-3102 respectivamente. Estas bombas tienen como finalidad recircular parte del agua de salida de los desaladores hacia la entrada de los mismos, de manera de ser utilizada como agua de lavado nuevamente. Esto debido a que el proceso de mezcla del agua de lavado con el agua de producción presente en el crudo no es 100% eficiente, y todavía esta agua posee menor salinidad que el agua de producción. Su operación se realizara en caso que el caudal de agua proveniente de la planta de osmosis inversa se vea disminuido.

Cada uno de los equipos deshidratadores y desaladores posee tuberías de drenaje de interface, en caso que exista acumulación. Adicionalmente, cada uno de los equipos está equipado con un sistema de remoción de sólidos de fondo, con operación manual. El sistema toma agua proveniente del sistema de osmosis inversa para la agitación de los sólidos depositados en el fondo de los recipientes, y se cuenta con líneas de salida que los envían hacia el pozo letrina.

El crudo dentro de especificación es entonces enviado a los intercambiadores de calor tipo tubo/coraza CH-3102A-F, anteriormente mencionados. La función de estos intercambiadores es recuperar el calor del crudo que sale para exportación e incorporarlo a la corriente de proceso a ser tratada. Este punto es el límite de baterías para el diseño. El crudo tratado y enfriado es enviado a la succión de las bombas de exportación para su comercialización.

Adicionalmente se cuenta con sistemas de inyección de los siguientes agentes químicos:

- ✓ Químico Desemulsificante. Se dispone de varias opciones en referencia al punto de inyección. Durante la fase de optimización de la operación se deberá determinar cuál de los tres puntos disponibles es el óptimo. Inicialmente se recomienda la inyección del químico hasta en una dosis de 100 ppm aguas abajo de la estación de regulación de presión. Los otros puntos de inyección están ubicados aguas arriba de la estación de regulación de presión y a la entrada del deshidratador. El patín de inyección de químico posee una bomba de respaldo y un tanque de almacenamiento con autonomía de 15 días.
- ✓ Químico Inhibidor de Asfáltenos. Su punto de inyección se encuentra a la entrada de la planta, aguas arriba del patín de regulación de presión PCV-3101.

El accionamiento de las bombas de inyección de químicos es a través de motores eléctricos con arrancadores directos, debido a la baja potencia de los motores. Los ajustes de caudal requeridos se realizan localmente sobre las bombas, disponiéndose de columnas de calibración.

Dentro del equipamiento se encuentra un sistema de limpieza para los intercambiadores de calor. La operación del mismo es totalmente manual, y se deberá realizar sobre cualquiera de los intercambiadores CH-3101A-D, CH-3102A-F, CH-3103A-C o CH-3104A-R, estando el mismo fuera de operación. El patín consiste de un tanque de almacenamiento, una bomba de circulación y un filtro de partículas. Se deberá sacar el mismo de servicio y alinear el juego de válvulas para la operación del sistema de limpieza.

Posteriormente se coloca en operación la bomba para poder circular el químico de limpieza a través del intercambiador a limpiar, con retorno al tanque de almacenamiento. Como químico se recomienda un desengrasante a base de hidrocarburo para los intercambiadores con servicio en crudo, y se recomienda

Sistema de Gas

Para este sistema se tiene considerado como condición actual: recibiendo gas de la primera etapa de separación provenientes de las plataformas satélites con separador remoto Sihil-A) y Akal-TJ con los pozos de las plataformas Kutz-TA y Kambesah), actualmente se está recibiendo el gas separado de primera etapa proveniente de la plataforma Ixtoc-A por llegada de Akal-F y en operación 4 de los 5 TC-Taurus 60 instalados en la Plataforma Akal-J Perforación; se mantiene uno de ellos disponible debido al alto contenido de nitrógeno en la corriente de gas de la Plataforma Akal-J3.

El gas obtenido de la primera etapa de separación en Akal-J3 de las llegadas de mezcla de Akal-F con Akal-FO/Akal-TFO, de Akal-O y de Akal-E/Akal-TE pasa por el rectificador de primera etapa (R-1) para recuperar o eliminar las gotas de líquido que puedan ir suspendidas en el gas. Por las condiciones actuales de alto porcentaje de nitrógeno (N_2) que presenta este gas, es enviado a la atmosfera y a través del sistema de desfogue de alta presión en la misma plataforma Akal-J3; también se direcciona hacia la atmosfera en la Plataforma Akal-J2 mediante el circuito comprendido desde el R1 de Akal-J3 pasando por las válvulas mecánicas 7EC, 1JN, 2JN y 7JN y por último también se direcciona hacia la atmosfera en la Plataforma Akal-J1 mediante la interconexión con el sistema de desfogue ubicado en la Plataforma Akal-J2.

Se tiene también la flexibilidad operativa de enviar el gas desde la salida del rectificador de 1ra etapa hacia la Plataforma Akal-N mediante el circuito comprendido por las válvulas 7EC, 1JN, 2JN, 3JN y SDV-1024. Cuando las condiciones del nitrógeno son adecuadas, se puede incorporar esta corriente de gas hacia la Succión de los TC-Boosters instalados en la Plataforma Akal-J Perforación a través del Cabezal Booster 1 (válvula 7BC) así como a través del Cabezal Booster 2 (válvulas 7BC, CB11, CB1, CB2, CB21 y CB22).

El volumen de gas proveniente de Sihil-A se incorpora a los cabezales Booster 1 y 2 en la plataforma Akal-J3, a través del circuito comprendido por las válvulas 5KS, CB1 y CB11 fluye hacia el Cabezal Booster 1, mientras que para el Cabezal Booster 2 utiliza el circuito conformado por las válvulas 5KS y CB2. El volumen de gas de la llegada Akal-F (gas proveniente de Ixtoc-A) se incorpora a los Cabezales Booster 1 y 2 en la Plataforma Akal-J Enlace. A través del circuito comprendido por la válvula 2KO fluye hacia el Cabezal Booster 1, mientras que para el Cabezal Booster 2 utiliza el circuito conformado por las válvulas 6D y 3KO (figura No.3.3).

Sistema de Generación eléctrica

Para este sistema se tiene considerado como condición actual o normal, operar con 3 turbogeneradores (2 de Akal-J1 y 1 de Akal-J4) y 3 turbogeneradores disponibles (1 en Akal-J3 y 2 en Akal-J4) de los 6 equipos principales de generación con que se cuentan en el Centro de Proceso. Se debe tener disponible y en modo automático el Motogenerador auxiliar (MG-AUX) para el suministro de energía eléctrica a los equipos auxiliares de los turbogeneradores de Akal-J1. Los Motogeneradores de las plataformas habitacionales también deben estar disponibles (figura No. 3.4).

Servicios auxiliares aire.

Para este sistema se tiene considerado como condición normal o actual: en operación 4 compresores eléctricos GB-01 en Akal-J1, GB-1000A en Akal-J Perforación, GB-6504 en Akal-J2 y GB-01 en Akal-J3. Como disponibles 3 compresores eléctricos GB-02 en Akal-J1, GB-1000B en Akal-J Perforación y GB-01 en Akal-J4. Incluyendo también un compresor de motor de combustión interna a diésel GB-6505 ubicado en la plataforma Akal-J2.

Los compresores eléctricos principales suministran aire de planta e instrumentos a una presión de descarga de aproximadamente 120 Psig (8.41 kg/cm²) a las plataformas Akal-J1, Akal-J Perforación, Akal-J Enlace, Akal-J2, Akal-J3 y Akal-J4.

Servicios auxiliares gas combustible.

Para este sistema se tiene considerado como condición normal o actual: el suministro de la llegada del BN proveniente de la plataforma satélite Akal-O y de la llegada del BN proveniente de la plataforma satélite Akal-FO, ambos de 8"Ø y se encuentran en el 1er Nivel de la Plataforma Akal-J4. El gas combustible suministrado fluye hacia el separador FA-4701 y continúa hasta un primer paquete de regulación, posteriormente continúa fluyendo hacia el separador FA-4702 de donde pasará a través del calentador de gas combustible. De ahí una línea suministrará gas combustible hacia los Módulos de Compresión y otra lo hará fluir a través de un paquete de regulación, pasará por el separador FA-4444 y de ahí suministrará gas combustible hacia la Turbomaquinaria del Centro de Proceso (figura No.3.5).

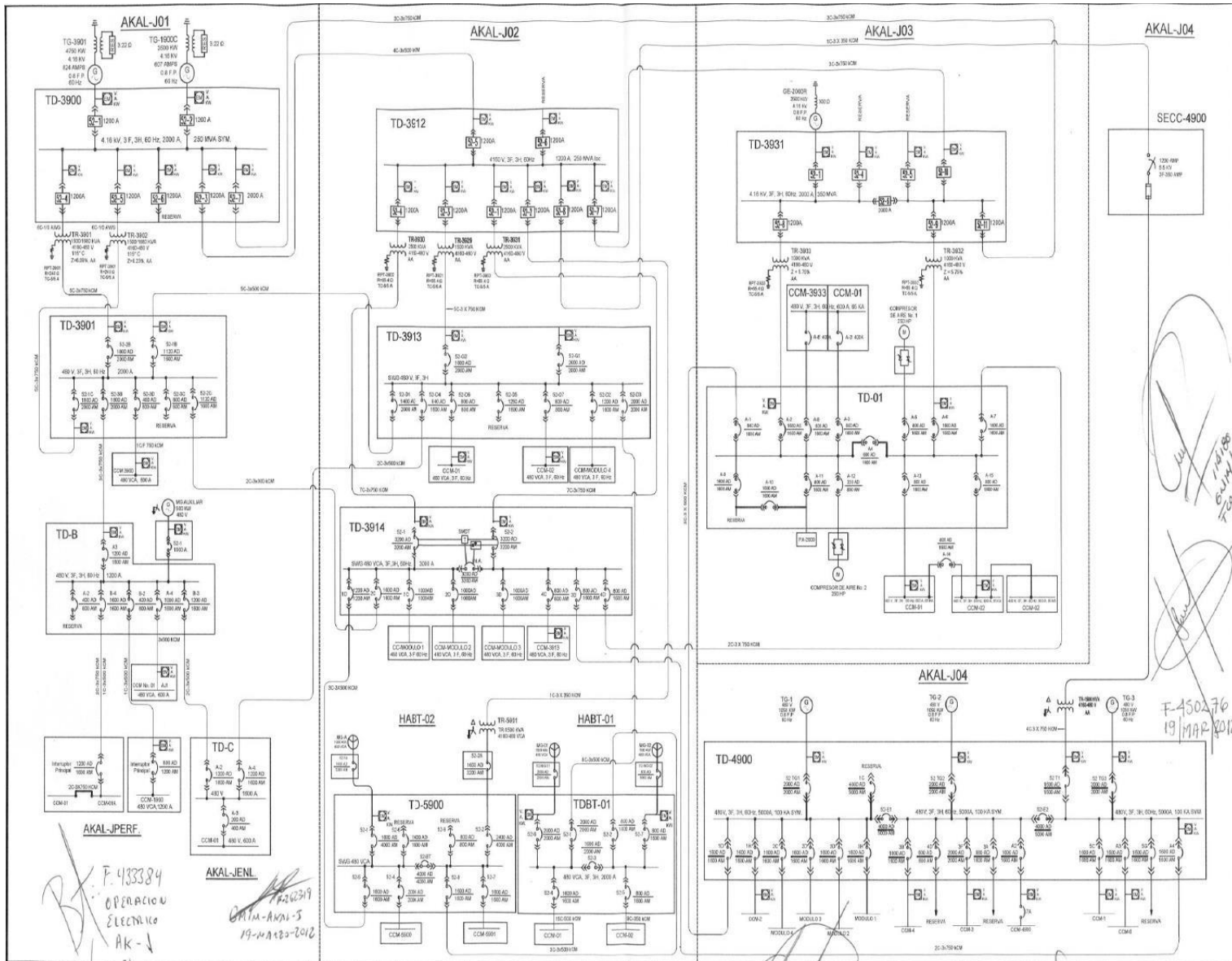


Figura No. 3.4. Diagrama Unifilar general del Centro de Proceso Akal-J.

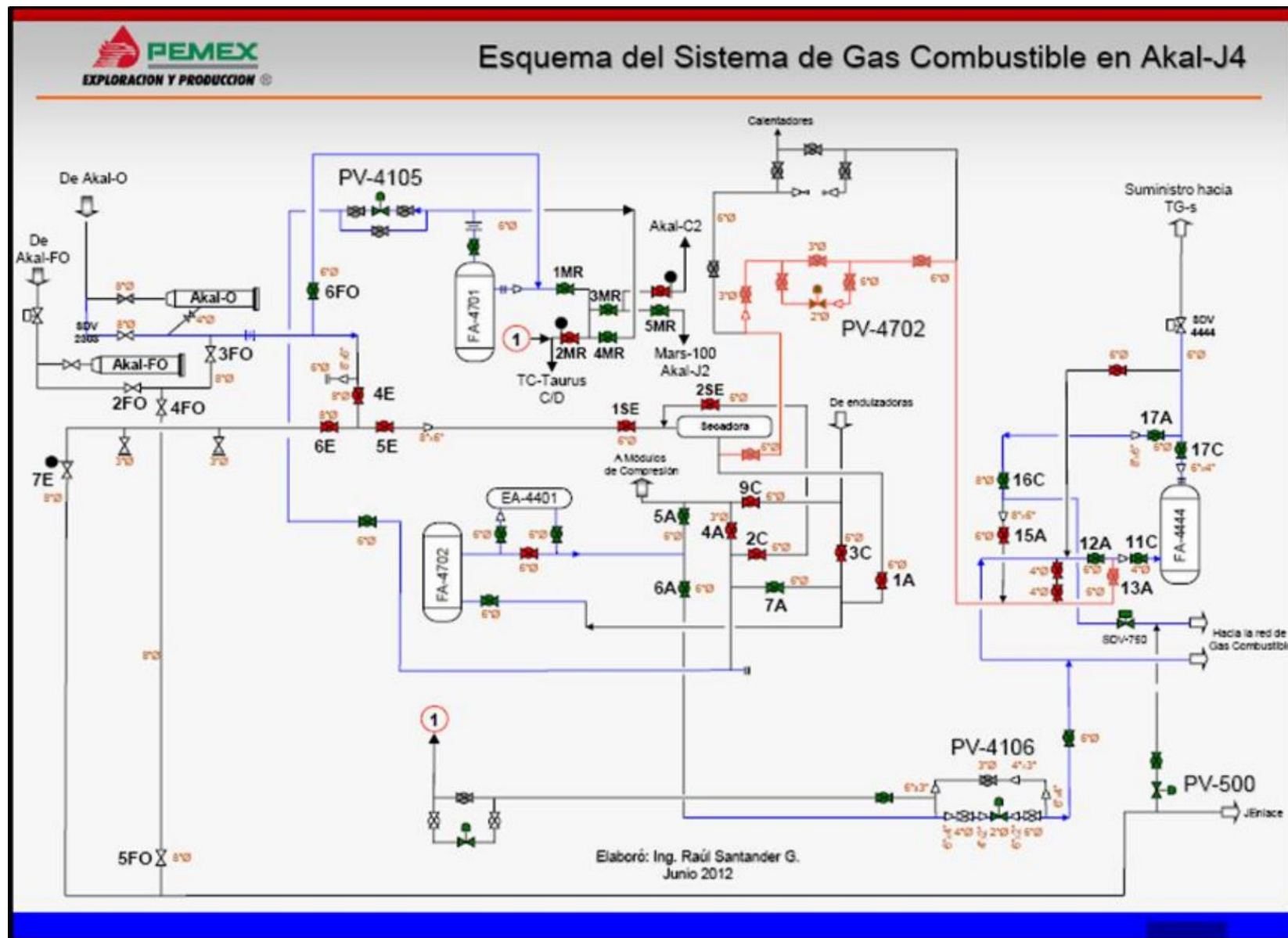


Figura No. 3.5 Diagrama general del Centro de Proceso Akal-J.

3.5. Filosofía de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en cuanto a calidad del crudo para su exportación.

El Centro de Proceso Akal-J está integrado por ocho plataformas (Fig. No. 3.6): una plataforma de Perforación (Compresión de baja presión), una de Enlace, dos de Compresión de alta presión (J2 y J4), una planta de deshidratación y desalado, con bombeo (J1) y una plataforma de bombeo cuyos equipos se encuentran en desincorporación (J3), dos Habitacionales y tres quemadores operando y uno en desincorporación.

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J1 (PB-AJ-1).**

En la plataforma actualmente está en proceso de construcción e instalación una planta de deshidratación y desalado de aceite. Como equipos principales se cuenta con 2 turbogeneradores de 4.7 y 3.5 MW en 4.16 KV y un moto generador auxiliar de 0.5 MW en 480 VCA. Se cuenta también con una grúa de maniobras marca Titán 5400 LK con capacidad nominal de 35 toneladas.

En esta plataforma se cuenta con el ducto de llegada de 24"Ø de aceite de 1ra etapa de separación sobre la pierna A1 proveniente de la plataforma Akal-TJ y el ducto de 20"Ø sobre la pierna B1 de aceite bombeado o estabilizado proveniente del Centro de Proceso Akal-N pero con el aceite del Centro de Proceso Akal-L (figura No. 3.7).

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J PERFORACIÓN (PP-AJ-1).**

La plataforma cuenta actualmente con 2 turbocompresores con una capacidad de 60 MMPCD y 3 turbocompresores con una capacidad de 45 MMPCD como equipos principales y una grúa marca con una capacidad nominal de 37.5 toneladas.

En esta plataforma se cuenta con los siguientes ductos: llegada de 24"Ø de gas separado de la plataforma Akal-TJ sobre la pierna A2, llegada de 36"Ø gasoducto de Ku-A sobre la pierna A4, llegada de 30"Ø oleoducto de Ku-A sobre la pierna A4, llegada de 24"Ø oleogasoducto de Akal-E sobre la pierna B1, llegada/ salida de 20"Ø oleoducto de Akal-C sobre la pierna B2, llegada/ salida de 24"Ø gasoducto de Akal-N sobre la pierna B3 y salida de 20"Ø gasoducto hacia Akal-C sobre la pierna B4 (figura No. 3.7).

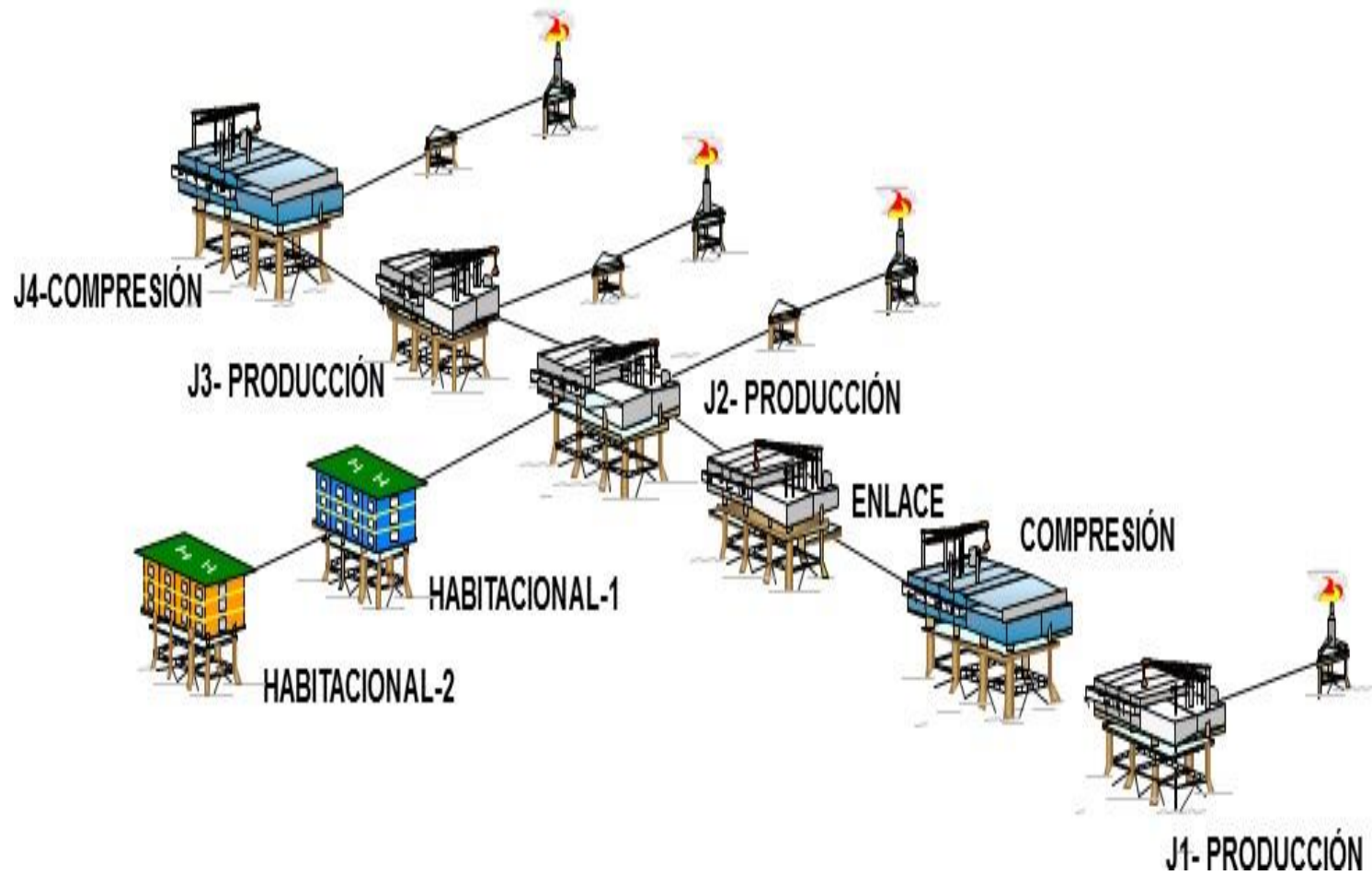


Figura No. 3.6 Croquis de Instalación del Centro de Proceso Akal-J.

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J ENLACE (PE-AJ-1).**

Sistema de distribución de aceite del Activo de Producción Cantarell y el sistema de distribución de aceite de exportación incluyendo aceite pesado del Activo de Producción Ku Maloob Zaap y aceite ligero de Abkatun-A (RMSO). Se cuenta también con una grúa de maniobras con una capacidad nominal de 37.5 toneladas.

Se tienen los siguientes ductos de salida: salida de 36"Ø oleoducto a Cayo Arcas Línea 1 sobre la pierna A1, salida de 36"Ø oleoducto a Cayo Arcas Línea 2 sobre la pierna A1, salida/ llegada de 36" Ø gasoducto de Abkatun-A sobre la pierna A3, salida de 36"Ø oleoducto a Dos Bocas sobre la pierna A3, salida de 36"Ø oleoducto a F.S.O. Takuntah sobre la pierna A2, salida/ llegada de 36"Ø gasoducto de Akal-C sobre la pierna B3 y la salida de 24" Ø oleoducto de Ku-A sobre la pierna A2 (figura No. 3.7). Se tienen los siguientes ductos de llegada: de 20"Ø gasoducto de Akal-F (Gas de Ixtoc-A) sobre la pierna B3 y de 24"Ø gasoducto de Akal-O sobre la pierna B4.

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J2 (PB-AJ-2).**

La plataforma tiene como equipos principales 4 turbocompresores de alta presión de 70 MMPCD, Tanque de manejo de condensados FA-6255 y una grúa de 35 toneladas. Se tiene el ducto de llegada de 36"Ø gasoducto de Akal-L sobre la pierna A2 (figura No. 3.7).

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J3 (PB-AJ-3).**

En esta plataforma se encuentra en desincorporación de equipos de separación y bombeo, así como sus sistemas auxiliares, actualmente cuenta con 1 turbogenerador TG-2000R con una capacidad de 3.5 MW que se encuentra disponible.

Se tienen los siguientes ductos de llegada: de 36"Ø oleogasoducto de Akal-F (incluyendo la producción de la plataforma Akal-FO) sobre la pierna B2, de 24"Ø oleogasoducto de Akal-O sobre la pierna B3 y de 36"Ø oleoducto de Abkatun-A (Crudo Ligero Marino) sobre la pierna A3 (figura No. 3.7).

- **DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-J4 (CA-AJ-1).**

Esta plataforma tiene como equipos principales los siguientes: 4 turbocompresores de alta presión con capacidad de 105 MMPCD, 3 slug catcher FA-4205 A/B/C, 3 turbogeneradores con capacidad de 1.05 MW cada uno en 480 VCA y 1 grúa de 60 toneladas. Además cuenta con un sistema de manejo de los condensados a

través de 1 separador trifásico con capacidad de manejo de 25 Mbd de condensados y un separador de condensados.

Se tienen los siguientes ductos: de 8"Ø gasoducto de llegada de B.N. de Akal-O sobre la pierna A4, de 20"Ø oleoducto de llegada de Sihil-A sobre la pierna A4, de 24" Ø gasoducto de salida a Akal-C sobre la pierna B2, de 24"Ø gasoducto de llegada de Akal-C sobre la pierna B3, de 24"Ø gasoducto de salida a Nohoch-A sobre la pierna B4, de 8"Ø gasoducto de llegada de B.N. de Akal-FO sobre la pierna B4 y de 24"Ø gasoducto de llegada de Sihil-A sobre la pierna B4 (figura No.7). Asimismo, se tiene la llegada de la línea 76 de 36"Ø, llegada de KU-A en la pata A4.

UBICACIÓN DE DUCTOS CENTRO DE PROCESOS AKAL-J

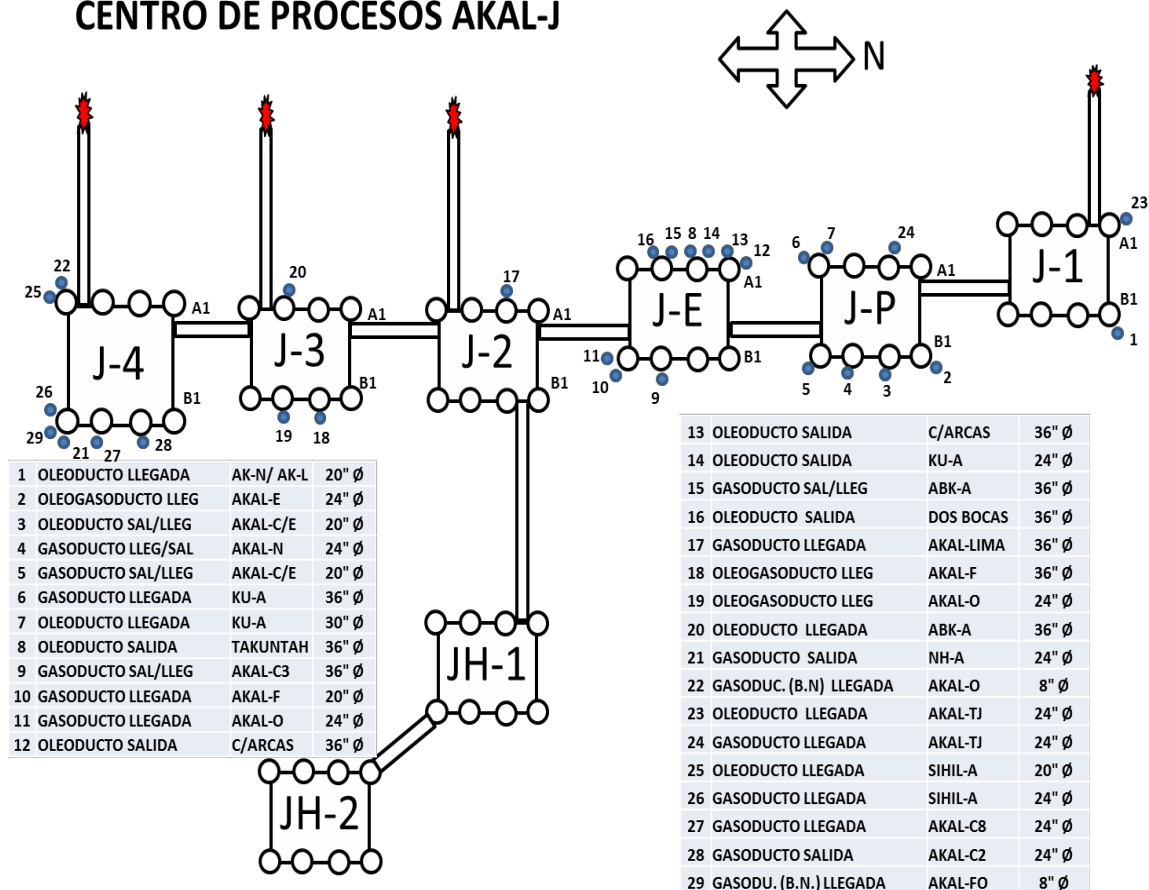


Figura No. 3.7 Ubicación de los ductos en el Centro de Proceso Akal-J.

3.6. Calidad del crudo pesado para su exportación

Es importante mencionar que para que el crudo pueda ser exportado se tiene que cumplir con lo establecido en los contratos de compraventa de aceite, dado que los buquetanques provenientes de varios países que cargan crudo del Centro de Procesos Akal J no recibirán el crudo hasta que esté bajo las especificaciones convenidas, lo cual genera pérdidas tanto para el barco como para PEMEX, por eso mismo es muy importante monitorear constantemente los parámetros principales, como son grados API, viscosidad, las libras de sal por cada mil barriles, entre otros.

Existen muchos parámetros que tienen que ser analizados constantemente para determinar las características del crudo, desde su llegada y al ser acondicionado para envío a refinación o exportación para esto, en el laboratorio se realizan una serie de pruebas para monitorear dichas condiciones.

El Centro de proceso Deshidrata y Desala un promedio de 200 Mbbpd de crudo ligero marino proveniente de la Región Marina Suroeste, realiza la distribución de crudo maya de 21°API hacia el punto de exportación de Cayo Arcas y envío de crudo ligero hacia el FPSO para la mezcla de crudo de 21°API. Adicionalmente, Akal-J Enlace tiene como objetivo distribuir las diferentes corrientes que llegan al Centro de Proceso Akal-J cómo el envío de crudo a Dos Bocas línea 1 y línea 2, Crudo Ligero Marino (CLM) hacia Ayatsil y al FPSO y distribución de crudo maya de 21°API hacia el punto de exportación de Cayo Arcas (figura No. 3.8).

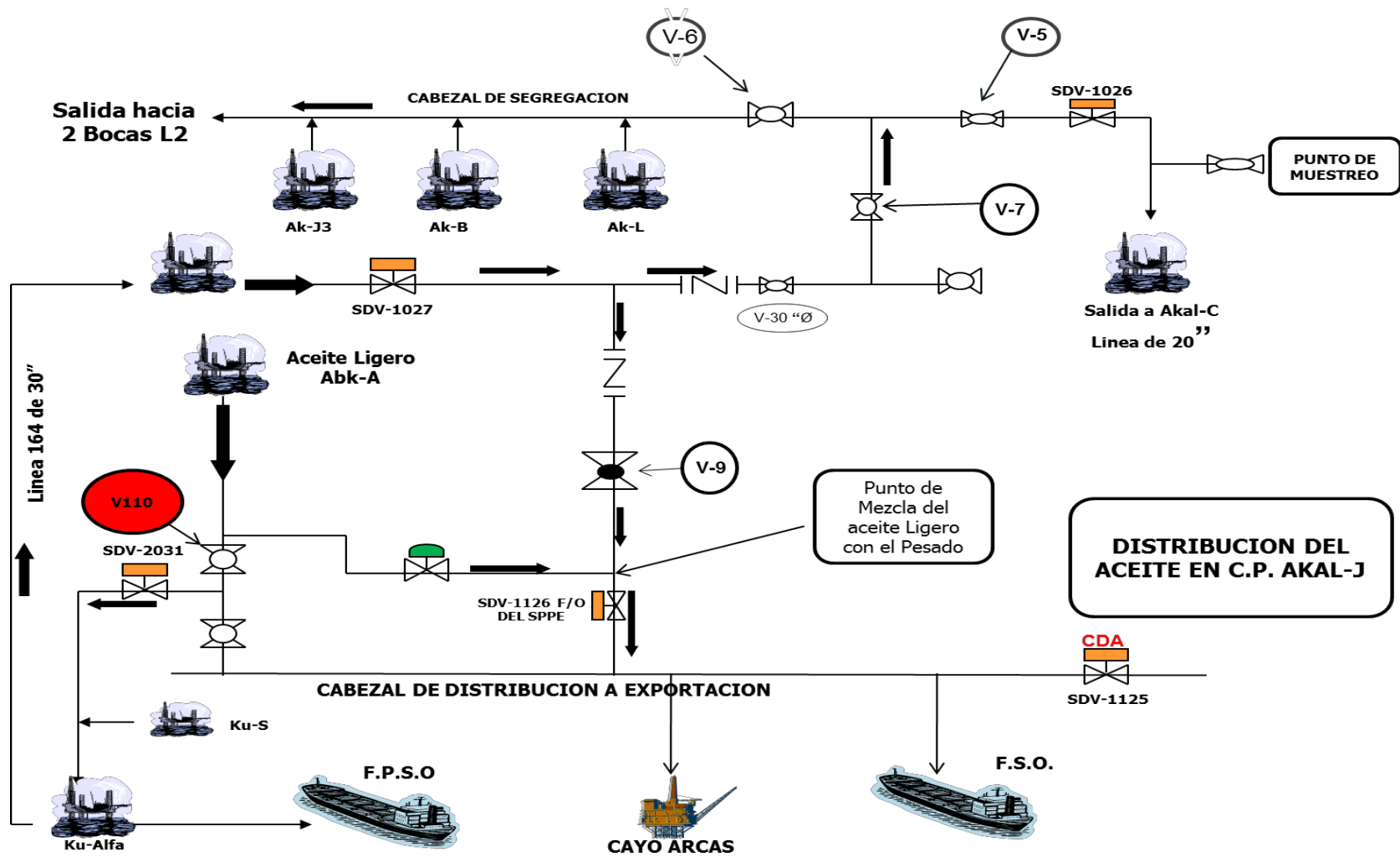


Figura No. 3.8 Distribución de aceite crudo para su exportación

Capítulo 4. Sistema de Deshidratación de Crudo Pesado en Akal J

4.1. Generalidades

Asumiendo un proyecto para desarrollar y lanzar a su vez un programa de entrenamiento para operadores de producción y los nuevos sistemas de deshidratación de crudo y de Tratamiento de aguas Producidas en la plataforma de producción Akal J de Pemex.

A fin de poder operar una instalación de producción de crudo de forma segura y eficiente, los operadores deben entender los procesos que ocurren dentro del equipo y del sistema así como la manera en que se opera la instalación. Este conocimiento en profundidad de la instalación permite a los operadores lograr los mejores resultados operativos y la calidad más óptima del producto.

Akal J recibe fluidos de proceso (aceite, agua, sólidos) de la plataforma KMZ a través de una tubería submarina, por lo que el rendimiento de las instalaciones de producción en la plataforma Akal J dependerá del rendimiento operativo (tipo de crudo, tasa de flujo del fluido, cortes de agua y condiciones de flujo) de la plataforma KMZ. Es por esto que los operadores deberán familiarizarse con las instalaciones de procesamiento de la plataforma KMZ y de cómo se operan. Una vez entendida la variación en las condiciones del fluido que llega a la plataforma Akal J, los operadores mejoraran su toma de decisiones al experimentar condiciones negativas dentro del proceso.

El presente capítulo introduce y ofrece una visión general de la plataforma Akal J.

4.1.1.1. Resumen del proceso Akal J

Los objetivos de los sistemas de deshidratación y de aguas producidas de la plataforma Akal J consisten en exportar crudo y descargar aguas producidas según las siguientes especificaciones:

- Menos de 0.5% BS&W (sedimentos básico y agua)
- Menos de 50 PTB de sal (libras de sal por cada mil barriles de petróleo-lb/1000 bbl)
- Presión de vapor Reid (RVP) en menos de 12 psi.
- Temperatura a menos de 80°C.
- Menos de 15 ppm de emulsión O/W (aceite en agua)

No existen instalaciones para el procesamiento de gas en la plataforma Akal J, por lo tanto no hay especificaciones de gas.

Las instalaciones de producción de Akal J funcionan de acuerdo a los principales parámetros de producción, que son los siguientes:

- Las instalaciones de producción Akal J están diseñadas para procesar hasta 200,000 BOPD (barriles de aceite por día) con hasta un 25% de aguas producidas que equivale a 66,666 BWPD (barriles de agua por día) recibidos en las instalaciones de producción de KMZ.
- La corriente de agua del sistema de aguas producidas generalmente contiene entre 500 y 2000 ppm de O/W (agua en aceite) y es tratada para alcanzar la especificación de descarga de las aguas producidas.
- El producto exportado es crudo pesado normalmente de 19 a 21 °API, obtenido de la plataforma KMZ, donde los crudos producidos pueden variar entre 14 y 28 °API.
- Las aguas producidas son relativamente salinas, entre 97,000 y 125,000 ppm.
- El sistema de producción de crudo consiste en un proceso de deshidratación por separación de petróleo-agua en dos etapas, con el uso de coalescentes electrostáticos con lavado de agua entre las etapas.
- El agua de lavado se encuentra libre de oxígeno y sal, es suministrada a través de la planta de desoxigenación y desalinización de aguas marinas.
- El sistema de aguas producidas comprende hidrociclones, unidades de flotación compactas (CFU) y un tanque desgasificador y desgrasado.
- Los fluidos de entrada requieren ser calentados para lograr la viscosidad requerida, a fin de obtener un rendimiento óptimo en la separación petróleo-agua.

Descripción del diagrama de flujo del proceso de las instalaciones de producción Akal J que aparece en la figura No. 4.1

- a) El fluido proveniente de KMZ es calentado en 3 etapas (pre-calentado con crudo, pre-calentado con aguas producidas y calentado con medios de calentamiento (aceite caliente) a 130 °C).
- b) El fluido pasa a través de deshidratador donde gran parte del agua se separa del crudo con la ayuda de coalescencia electrostática y de tratamiento químico con el uso del producto químico apropiado.
- c) El crudo proveniente del deshidratador es entonces mezclado con el agua de lavado antes de ingresar en los desalinizadores para decidir el contenido de sal y alcanzar la especificación correspondiente.
- d) El agua remanente en los desalinizadores es removida para lograr el nivel de BS&W para exportación y el contenido de sal según especificaciones. El crudo que sale de los desalinizadores es entonces enfriado y exportado.

- e) El agua separada del deshidratador y desalador es bombeada a la plataforma TJ para su tratamiento de descarga, haciendo uso de hidrociclones y de unidades de flotación compactadas (CFU).
- f) Las corrientes de agua aceitosa desechadas que pertenecen en los hidrociclones y en las unidades de flotación compactadas son recibidas hacia el proceso aguas arriba por vía de un contenedor desgasificador.

4.1.1.2. Retos del proceso Akal J

A fin de garantizar la correcta operación de la plataforma Akal J, se deberán enfrentar los siguientes retos que serán clave en el proceso:

- 1) Calentar los fluidos y optimizar los aditivos químicos para lograr el rendimiento esperado en la separación reduciendo la viscosidad a fin de cumplir con los valores requeridos de BS&W (sedimentos básicos y agua) y O/W (crudo en agua).
- 2) Producir agua de lavado de alta calidad (baja salinidad) a fin de cumplir con la especificación con respecto a la sal.
- 3) Lavado de las agua producidas para alcanzar las especificaciones de descarga.

Ahora bien explicaremos cada reto de una forma más clara para entender los procesos de operación.

Calentamiento y tratamiento químico

Bajo operaciones normales es impredecible calentar el crudo a la temperatura deseada a 130°C. Al calentar el aceite se reduce la viscosidad del aceite y se quiebran las emulsiones que afectan de manera adversa el rendimiento de la separación. Los calentadores en la salida hacia los deshidratadores requieren de mantenimiento regular a fin de prevenir la contaminación y de mantener la alta temperatura necesaria para lograr la separación.

Dentro de un escenario de arranque en frío, los fluidos del sistema estarán fríos y el aceite y agua no podrán separarse. Esto significa que la especificación de BS&W del crudo para exportación no se alcanzara hasta que los fluidos se hayan calentado lo suficiente y se produzca la separación. El calentamiento durante el arranque lo proveen los calentadores de aceite ya que este sistema opera de manera independiente con relación al sistema del proceso principal.

Además de suministrar calor, es esencial la inyección química por ejemplo los emulsificantes a un gasto de inyección específica en cada sitio a fin de ayudar en

el proceso de separación aceite/agua. El producto químico mejora la separación al romper la emulsión del aceite.

Producción de agua de baja salinidad

Se requiere de agua de baja salinidad para diluir las aguas salinas producidas de manera que el agua residual en el crudo contenga una salinidad que cumpla con las especificaciones de sal para exportación, de menos de 50 PTB, con la ayuda de productos químicos desalinizadores.

El agua de lavado, suministrada por tratamiento de Ósmosis inversa (RO) de agua marina, depende de la ultra-filtración aguas arriba de las membranas de Ósmosis inversa que envían agua de muy alta calidad. Con esto se previene la contaminación de las membranas de Ósmosis inversa y se asegura un envío confiable y sostenido de suficientes volúmenes de agua de lavado.

Limpieza de las aguas producidas

A fin de cumplir con las regulaciones ambientales, se debe lograr la especificación de descarga de las aguas producidas. El control de las gotas de aceite es crítico para la efectiva remoción del aceite con los hidroclones y las celdas de flotación; esto requiere el uso cauteloso de productos químicos para ayudar en la coalescencia de las gotas de aceite y en el cuidadoso control de los índices de presión en los hidroclones.



4.2. Inyección química

Existe una gran cantidad de problemas químicos que afectan la producción y el tratamiento de petróleo, gas y agua. Los principales problemas químicos de producción se pueden dividir en subsecciones a partir de la fase del fluido al que afectan: petróleo, gas y mezcla de petróleo y agua.

A continuación se describen los problemas químicos clave, sus causas y el impacto que tienen en los sistemas de proceso. También se explica cómo se pueden abordar los problemas mediante el tratamiento químico.

Debido a que el sistema de Akal J no se desgasifican los fluidos, este documento no trata los problemas de separación de la fase de gas/liquido. Sin embargo, es importante considerar que el proceso de desgasificación afecta las características de la alimentación de entrada debido a la división de los componentes entre las fases, como los gases ácidos.

Aplicación de desemulsionante

El producto químico principal que se necesita es un desemulsionante efectivo que ayude al diseño de precalentamiento a romper las emulsiones fuertes y permitir que las gotas de agua se separen del petróleo crudo y que las gotas de petróleo se separen de la fase agua. Suele usar otro desemulsionante diferente para el proceso.

El desemulsionante posee cuatro funciones principales:

- Migra a la interfaz de gotas
- Atrae otras gotas de agua
- Rompe la película emulsionante
- Genera solidos humedecidos con agua para su extracción

Todas estas funciones no se pueden lograr con un solo tipo de desemulsionante. Un buen desemulsionante para campos petroleros, en general, la combinación de dos o más tipos que proporciona un mecanismo de tratamiento completo para una emulsión de crudo específica.

Inhibidor de Asfáltenos

Los asfáltenos son componentes aromáticos polares y pesados del crudo. Que haya asfáltenos en el petróleo no significa que se formaran depósitos de sólidos. Los asfáltenos tienden a formar depósitos en condiciones que reducen su estabilidad en el petróleo. Para las instalaciones de Akal J, las condiciones más

críticas se presentan durante la mezcla de crudos diferentes (13-40 °API) y es necesario establecer los riesgos de mezclar todos los tipos de crudo. Asimismo, los asfáltenos pueden precipitarse en el pozo cuando se emplea el bombeo neumático como mecanismo de bombeo.

Los dispersantes e inhibidores de asfaleno poseen diferentes mecanismos de control de depósito. Los dispersantes controlan el tamaño de las partículas de asfáltenos (las mantiene disueltas en el petróleo) y los inhibidores de asfáltenos evitan que las moléculas de asfáltenos se agrupen. Esto modifica las condiciones de formación de asfáltenos. El tipo de químico necesario y la velocidad de dosificación depende del petróleo/la mezcla de petróleos que se tratara.

Aplicación de inhibidor de corrosión

La corrosión es el ataque destructivo de un metal provocado por la reacción química o electroquímica con su entorno. La corrosión metálica puede degradar los equipos y provocar falla debido al desgaste general, la fragilización y el agotamiento. La falla de los equipos no solo repercute en la disponibilidad del proceso, sino que además presenta riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente.

La corrosión ocurre en el límite entre la fase de sólidos/fluidos en los sistemas de agua, agua /petróleo y gas. Pueden aparecer en superficies internas y externas, pero las medidas de control analizadas en esta sección se enfocan en la prevención de la corrosión interna.

Dadas las temperaturas elevadas de la planta de proceso de Akal J así como el agua producida ácida y salina, luego compuesta por el requisito de agua de lavado abundante para el desalinizador, la corrosión de las paredes internas de la planta es un riesgo significativo que requiere un control satisfactorio para brindar un funcionamiento confiable a largo plazo.

La selección de químicos es fundamental para la administración exitosa de la corrosión y para que el inhibidor de corrosión no interfiera con el desemulsionante (en especial porque ambos son principalmente agentes surfactantes).

Así como las temperaturas altas del deshidratador y el desalinizador son fundamentales para limpiar y deshidratar de manera satisfactoria el crudo, garantizar el mantenimiento de los intercambiadores de calor de entrada sin obstrucciones de óxido también es una prioridad.

Los inhibidores de corrosión forman una película de químicos sobre la superficie del metal que se pretende proteger. Esta película se adsorbe en la superficie, pero

también se puede desgastar debido al flujo del fluido que circula por la tubería o la planta de proceso. La selección del inhibidor depende del tipo de riesgo de corrosión, las condiciones de flujo internas y las composiciones del fluido.

Aplicación de inhibidor de óxido

El oxígeno inorgánico en campos petroleros se define como un depósito resistente y cristalino que se origina a partir de la precipitación de los componentes minerales presentes en las aguas de esos campos. Por lo general, los depósitos consisten en un tipo de sólidos inorgánicos o más junto como precipitadores orgánicos, arena, productos de corrosión, etc. El óxido se deposita cuando se supera la capacidad inherente que tiene una fase de agua para disolver un cierto compuesto, es decir, cuando esta sobresaturada.

En Akal J, las instalaciones de limpieza y deshidratación son elementos de proceso líquido/líquido y emplean el calor para hacer funcionar el sistema y entregar el crudo conforme con la especificación. Además, tiene una posible influencia significativa en los riesgos de oxidación de esta planta de proceso. Debido al uso de agua de lavado (fabricada en el sitio de la unidad de desalado), diferentes tipos de agua se mezclan y causan, principalmente, la dilución de las concentraciones salinas, por lo cual la planta descendente debería tener menos riesgos de oxidación.

Común	También presente	Menos común
CaCO₃ (calcita)	CaSO ₄ (yeso)	ZnS (esfalerita)
BaSO₄ (barita)	FeS (pirita)	Pbs (galenita)
	FeCO ₃ (siderita)	NaCl (halita)
	SrSO ₄ (celestita)	

Tabla N° 4.1.-Tipos de óxido en campos petrolíferos

Los inhibidores de óxido se seleccionan para el riesgo de óxido identificado. La selección se valida por medio de una serie de pruebas de laboratorio en tierra, las cuales garantizan la adecuación del químico para ese fin. Las pruebas comprenden la eficiencia del inhibidor de óxido y la compatibilidad del fluido. Estos se deben aplicar corriente arriba del área de riesgo de depósito de oxidación, como dentro de la corriente de crudo de entrada, arriba de los intercambiadores de

calor de Akal J. Se puede aplicar en grupo y de forma continua según la protección que requiera el proceso.

Control de incrustaciones biológicas

Las incrustaciones biológicas originadas por organismos marinos es uno de los riesgos clave para los sistemas confiables de filtración por membrana del agua de mar. La cantidad correcta y confiable de hipoclorito constituye el mecanismo primordial para garantizar el tratamiento confiable del agua de mar en la entrada de succión de la saliente. En las distintas etapas de filtración, se emplea hipoclorito para evitar el incremento de la biomasa en el extremo frontal del sistema de suministro de agua; así mismo, tiene una reacción en cadena si no se trata como corresponde.

Los biocidas son químicos que matan bacterias (aunque en las estadísticas biológicas se los considera inactivos). El biocida de inyección de agua más común es el hipoclorito de sodio, que se genera habitualmente en el sitio por medio de la electrocloración de agua de mar. El hipoclorito es muy corrosivo y solo se emplea en concentraciones bien diluidas (<1 ppm). Para el sistema de procesamiento de hidrocarburos, y también para complementar la inyección de agua, se pueden utilizar biocidas orgánicos incluido el glutaraldehído o el THPS (sulfato de tetrakis [hidroximetil] fosfonio).

El crecimiento de bacterias dentro del sistema de agua de lavado se controla por medio de la inyección de biocida. La aparición de bacterias puede reducir velozmente la vida útil de los filtros de membrana, lo cual exige la limpieza reiterada con químicos durante su funcionamiento a modo de protección secundaria y la necesidad urgente de reemplazar las membranas dañadas por la limpieza excesiva con productos químicos.

El crecimiento de bacterias en el sistema de agua producida también se controla mediante la inyección de biocida, de forma continua si el agua producida se reinyecta para minimizar el crecimiento en el yacimiento o en grupos para tratar el agua producida.

4.2.1.1. Tratamiento químico del proceso de Akal J

El propósito de Akal J es limpiar y deshidratar los petróleos crudos desgasificados, pero mezclados, que contienen 25% de agua producida, de modo que la salida de crudo de la plataforma cumpla con la especificación requerida de menos el 0.5% de BS&W y menos de 50 PTB de sal.

Para lograr este comportamiento con el diseño de la planta de proceso para este servicio, se necesita una variedad de productos químicos que permite cumplir con las especificaciones.

Aplicación de desemulsionante

En la plataforma Akal J, los químicos se usan para lo siguiente:

- ❖ Tratar los fluidos de proceso.
- ❖ Limpiar y mantener los equipos de proceso.

4.2.1.1.1. Tratamiento de los fluidos de proceso

A continuación comprenderemos el diseño y la operación de los tres sistemas de inyección químicos (CIS) que se usan para almacenar e inyectar químicos en los sistemas de petróleo crudo, agua de producción y agua de lavado de la plataforma Akal J:

- Petróleo crudo: sistema TQ-3900, que almacena e inyecta desemulsionante e inhibidor de asfáltenos.
- Agua de producción: sistema ZZZ-3100, que almacena e inyecta biocida, inhibidor de corrosión e incrustaciones.
- Agua de lavado: sistema ZZZ-3320, que almacena e inyecta biocida, removedor de oxígeno e inhibidor de incrustaciones.

Además de estos equipos, hay una planta para producir hipoclorito de sodio (mediante la electrolisis del agua de mar), que se inyecta de forma constante a la entrada de las bombas elevadoras, en el sistema de agua de lavado.

4.2.1.2. Sistema de tratamiento químico del proceso de Akal J

Como ya se indicó, los sistemas de inyección de químicos se utilizan para almacenar e inyectar químicos en los sistemas de petróleo crudo, agua de producción y agua de lavado.

El sistema de petróleo crudo tiene la posibilidad de almacenar e inyectar dos químicos. Por su parte, los sistemas de agua de producción y agua de lavado pueden hacer lo propio con tres químicos.

El método de almacenamiento e inyección de químicos de cada sistema es similar, y está formado por estos elementos:

- a) Tanque de almacenamiento atmosférico, con instrumentos de medición de niveles y conexiones de carga, drenaje, inspección y proceso.

Sistema de Deshidratación de Crudo Pesado en Alkal J

- b) Dos bombas dosificadores de desplazamiento positivo, accionadas 100% con motor eléctrico, de regulación manual, con la longitud variable de recorrido.
- c) Un sistema de inyección de químicos formado por válvulas, instrumentos, controles y tuberías que permiten operar o aislar cada bomba.

Las funciones de estos tres conjuntos se resumen en las siguientes tablas:

Químico	Desemulsionante	Inhibidor de asfáltenos
Método de inyección	Continuo	Continuo
Tanque de almacenamiento (capacidad)	TV-3901 12,600 (galones EE.UU)	TV-3902 2,640 (galones EE.UU)
Bomba dosificadora (capacidad)	BD-3901 A/R 0-40 (galones EE.UU/hora)	BD-3902 A-R 0-15 (galones EE.UU/hora)
Presión de Reid definida (kg/cm ² g)	40	40
Presión de descarga (kg/cm ² g)	38/15/12.58710.51 (puntos de inyección)	38

Tabla N° 4.2.-Sistema de inyección de químicos en petróleo crudo

Químico	Biocida	Inhibidor de corrosión	Inhibidor de incrustaciones
Método de inyección	Lotes	Continuo	Continuo
Tanque de almacenamiento (capacidad)	TV-3120 200 (galones EE.UU)	TV-3121 1,100 (galones EE.UU)	TV-3122 1,100 (galones EE.UU)
Bomba dosificadora (capacidad)	BD-3120 A/B 0 - 33 (galones EE.UU/hora)	BD-3121 A/B 0 - 2.1 (galones EE.UU/hora)	BD-3122 A/B 0 - 2.1 (galones EE.UU/hora)
Presión de Reid definida (kg/cm ² g)	8.43	8.43	8.43

Presión de descarga (kg/cm²g)	6.7	6.7	6.7
---	-----	-----	-----

Tabla N° 4.3.-Sistema de inyección de químicos en el agua de producción

Químico	Biocida	Inhibidor de oxígeno	Inhibidor de incrustaciones
Método de inyección	Lotes	Continuo	Continuo
Tanque de almacenamiento (capacidad)	TV-3320 446 (galones EE.UU)	TV-3321 480 (galones EE.UU)	TV-3322 480 (galones EE.UU)
Bomba dosificadora (capacidad)	BD-3120 A/B 0 - 33 (galones EE.UU/hora)	BD-3121 A/B 0 - 2.1 (galones EE.UU/hora)	BD-3122 A/B 0 - 2.1 (galones EE.UU/hora)
Presión de Reid definida (kg/cm²g)	8.43	4.218	4.218
Presión de descarga (kg/cm²g)	6.7	1.8	2.1

Tabla N° 4.4.-Sistema de inyección química en el agua de lavado

4.2.1.2.1.1. Componentes del sistema de inyección de químicos

Los componentes de los conjuntos de inyección de químicos de Akal J (se muestran en el siguiente diagrama esquemático, Fig. N° 4.2).

Tanque de almacenamiento

El tanque se usa para almacenar químicos y está equipado con un indicador de nivel y un transmisor de nivel (que indican el contenido del tanque de manera local y remota), además de contar con alarmas por nivel alto y bajo de líquido, el tanque posee también conexiones de carga, venteo, inspección, drenaje y succión de bomba y, además, los tanques de desemulsificante y asfaltenos cuentan con una conexión de carga con válvula y un arresta llamas.

Visor de graduación

Para controlar el caudal de inyección de la bomba dosificadora, hay un visor de graduación en el colector de succión que alimenta a cada par de bombas (de servicio y de reserva), el cual posee una válvula de aislamiento para carga/vaciado y una válvula de aislamiento para venteo.

Filtro de la succión

Para proteger la bomba de los daños que causan los sólidos que ingresan por la succión de esta (y que pueden dañar las válvulas de retención de la bomba), la

línea de succión contiene un tamiz en Y instalado en línea. Este tamiz posee un filtro tipo canasto, que retiene los sólidos y se quita de forma periódica para limpieza mediante una tapa bridada en la base del tamiz.

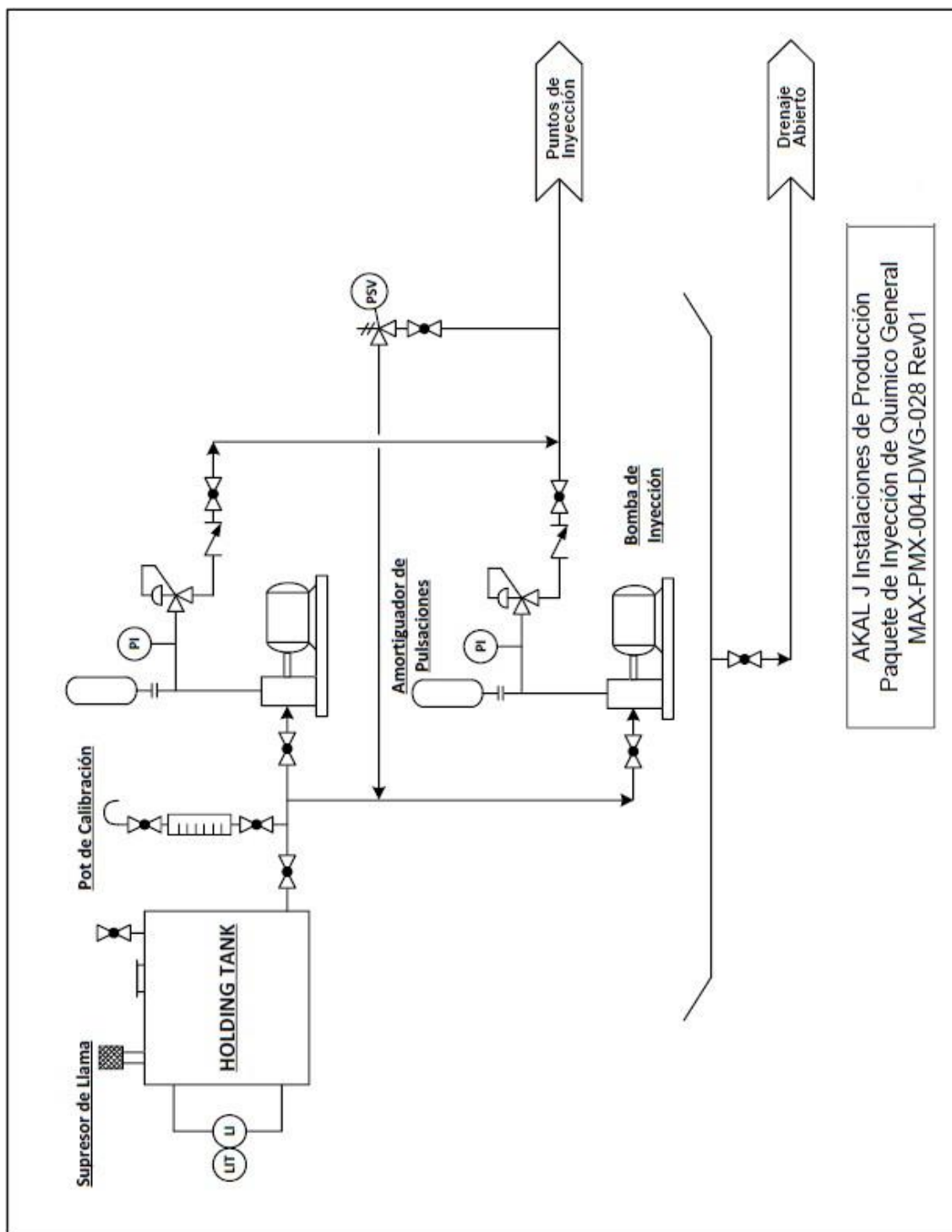


Figura No. 4.2 Esquema general del sistema de inyección de químicos

Filtro de la succión

Para proteger la bomba de los daños que causan los sólidos que ingresan por la succión de esta (y que pueden dañar las válvulas de retención de la bomba), la línea de succión contiene un tamiz en Y instalado en línea. Este tamiz posee un filtro tipo canasto, que retiene los sólidos y se quita de forma periódica para limpieza mediante una tapa bridada en la base del tamiz.

Bomba de inyección

Todas las bombas de inyección son de desplazamiento positivo con capacidad de regulación constante, para satisfacer toda la demanda de succión de los distintos lugares y presiones de inyección. El gasto de la bomba se controla manualmente regulando la longitud de recorrido de la bomba. Todas las bombas se accionan mediante un motor eléctrico.

Amortiguador de pulsaciones

Cada bomba posee un amortiguador de pulsaciones en su línea de descarga. Se utiliza para suavizar y reducir los picos de presión en la descarga que generan las bombas a pistón. Estos dispositivos tienen una ampolla interna que suele estar precargada con gas nitrógeno al 80 % de la presión normal de descarga.

Válvula reguladora de contrapresión

Todos los sistemas de inyección de químicos de Akal J poseen estas válvulas, ubicadas en la línea de descarga de cada bomba. Se necesitan cuando un sistema no aporta el grado adecuado de contrapresión o en puntos de inyección de sistemas con presión muy baja cuya elevación es menor que el nivel de líquido en el tanque de alimentación. Si en esos casos no se instala una válvula de contrapresión, el fluido puede hacer sifón desde el tanque a través de la bomba dosificadora, y el caudal de la bomba puede comportarse de forma errática y superar la capacidad de esa bomba. El sistema de inyección de químicos de Akal J posee una válvula autónoma de contrapresión para eliminar cualquier variación en los caudales de inyección que puedan generarse a causa de las fluctuaciones en la presión de inyección aguas abajo.

Válvula de seguridad de presión

Hay una válvula de seguridad instalada en la línea de descarga común de todos los pares de bombas dosificadoras (de servicio y de reserva), para proteger a las bombas y la línea de descarga de los efectos de la sobrepresión (que puede producirse por el cierre de una válvula en la línea de descarga de las bombas). Esta válvula de seguridad es regulable y de tipo a resorte y normalmente cerrada, lo que permite la salida del fluido del cabezal de descarga de la bomba cuando la presión llega al valor fijado de la válvula de seguridad.

4.2.1.3. Puntos de inyección de químicos

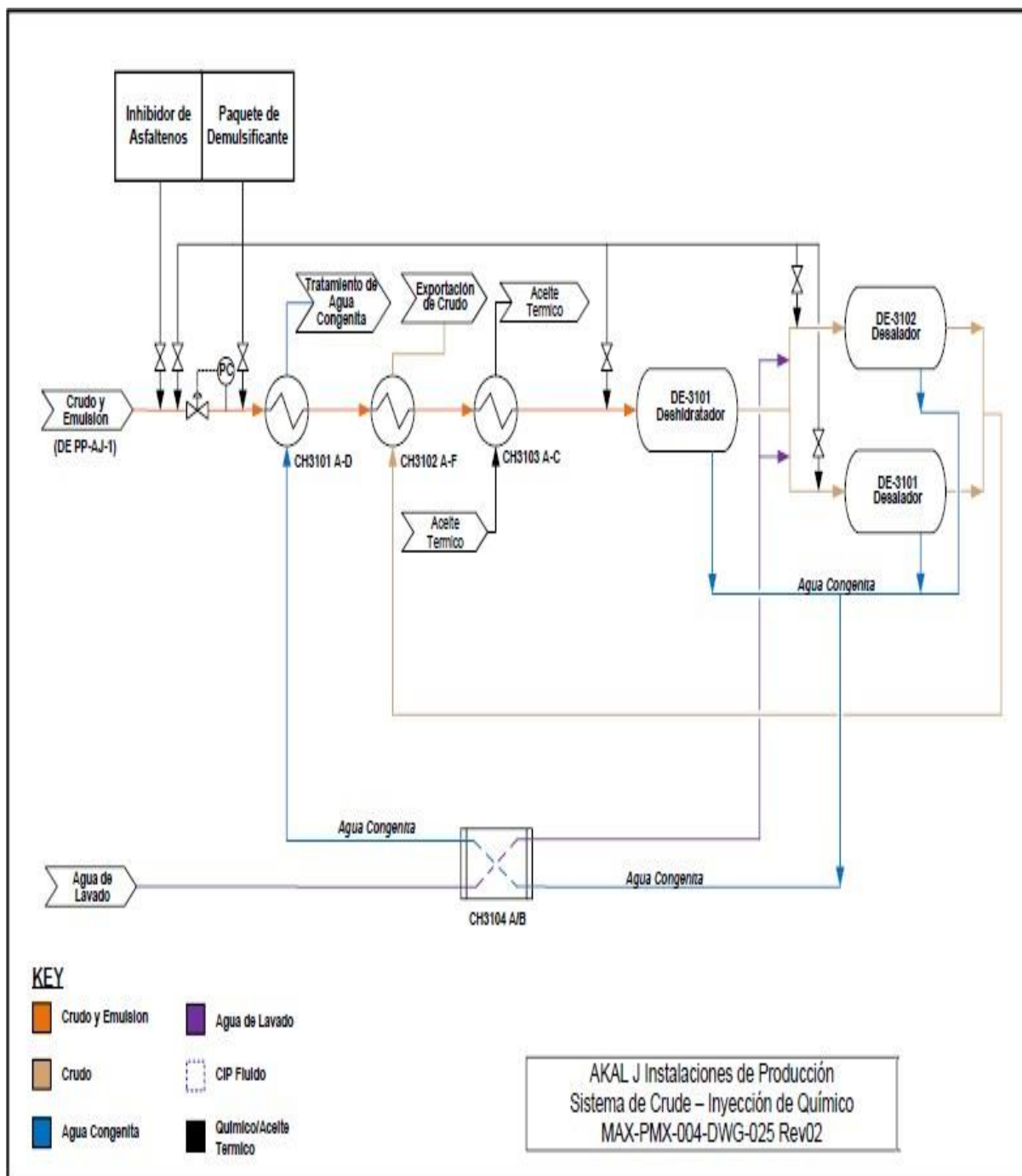


Figura No. 4.3 Ubicación de los puntos de inyección de químicos en el proceso de petróleo crudo.

A continuación, se detallan los puntos de inyección de los químicos desde los conjuntos de inyección hasta los sistemas en los que se inyectan:

Sistema de inyección de químicos en el petróleo crudo

El dispersante de asfáltenos se dosifica de forma continua en un único lugar: la entrada de los fluidos a la plataforma Akal J por el patín de reducción de presión PCV-3101. Para inyectar el químico en la tubería se emplea una boquilla de inyección tipo Cosasco. El desemulsionante puede inyectarse de forma continua en tres puntos del proceso de tratamiento de petróleo crudo en Akal J:

- ✓ A la entrada de la plataforma Akal J (patín de reducción de presión PCV-3101)
- ✓ Aguas abajo del patín de reducción de presión PCV-3101
- ✓ A la entrada del deshidratador de petróleo crudo y de cada desalinizador.

Tratamiento del agua de producción

La biocida y los inhibidores de corrosión e incrustación se dosifican por lotes aguas arriba de las bombas de agua de producción. A continuación, se describen los puntos de inyección de químicos. Para inyectar los químicos en las tuberías se emplea una boquilla de inyección tipo Cosasco.

Tratamiento del agua de lavado

La inyección de químicos en el sistema de tratamiento del agua de lavado; para inyectar los químicos en las tuberías se emplea una boquilla de inyección tipo Cosasco. A continuación, se describen los puntos de inyección de químicos:

La biocida se inyecta por lotes en el cabezal común de descarga de las bombas elevadoras de agua de mar.

El removedor de oxígeno se inyecta de forma continua en la línea de recirculación de gasto mínimo de la bomba, que se extiende desde la descarga de las bombas de osmosis inversa hasta el sumidero de la torre de desaire.

El inhibidor de incrustaciones, se inyecta de manera continua a la salida de la torre de desaire por vacío.

El hipoclorito de sodio se produce mediante electroclorador (electrolisis del agua de mar) y se inyecta a la entrada de la succión de las bombas elevadoras de agua de mar para controlar las bacterias y organismos marinos presentes en el agua de mar. Este químico se inyecta de forma continua.

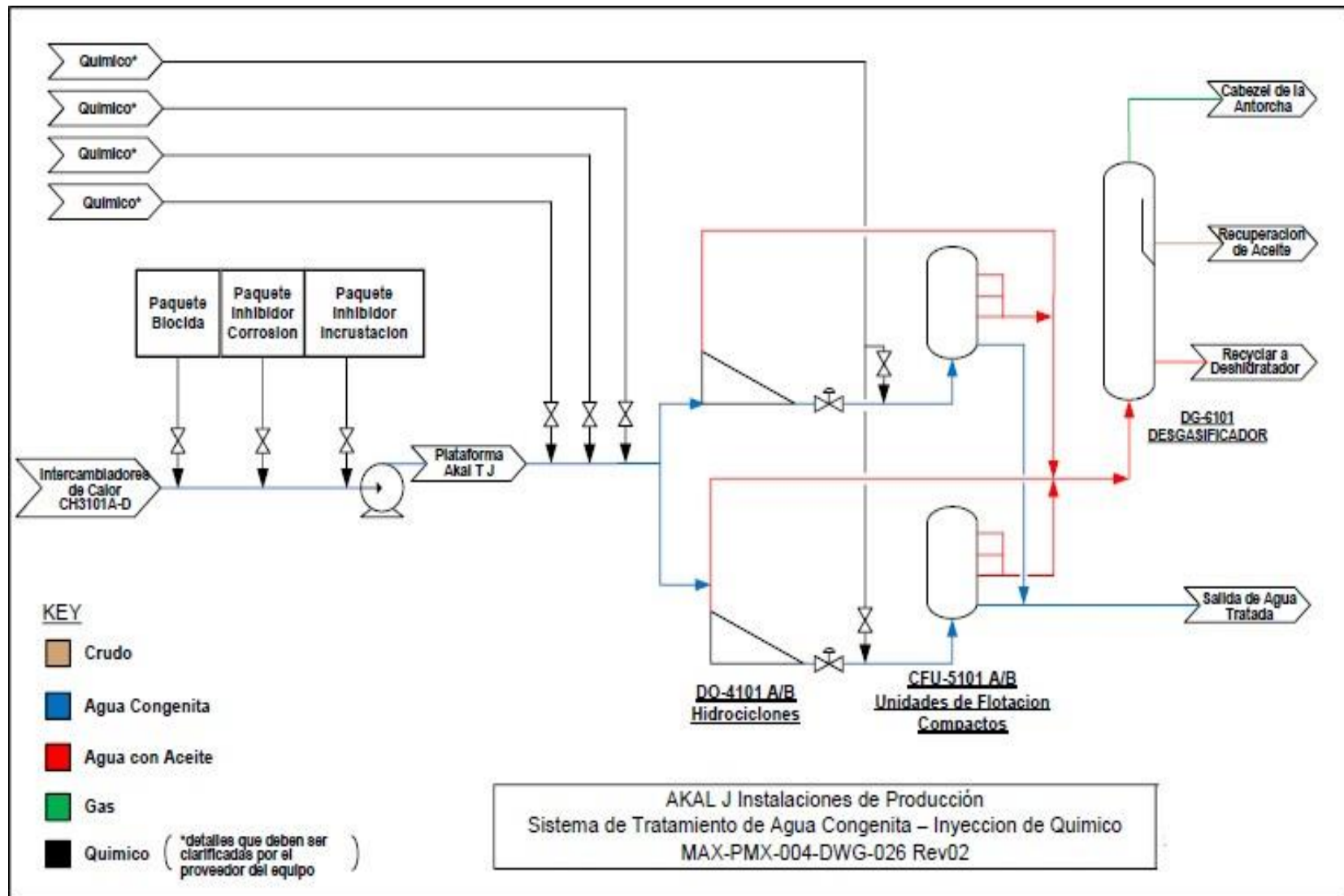


Figura No. 4.4 Ubicación de los puntos de inyección de químicos en el sistema de tratamiento del agua de producción.

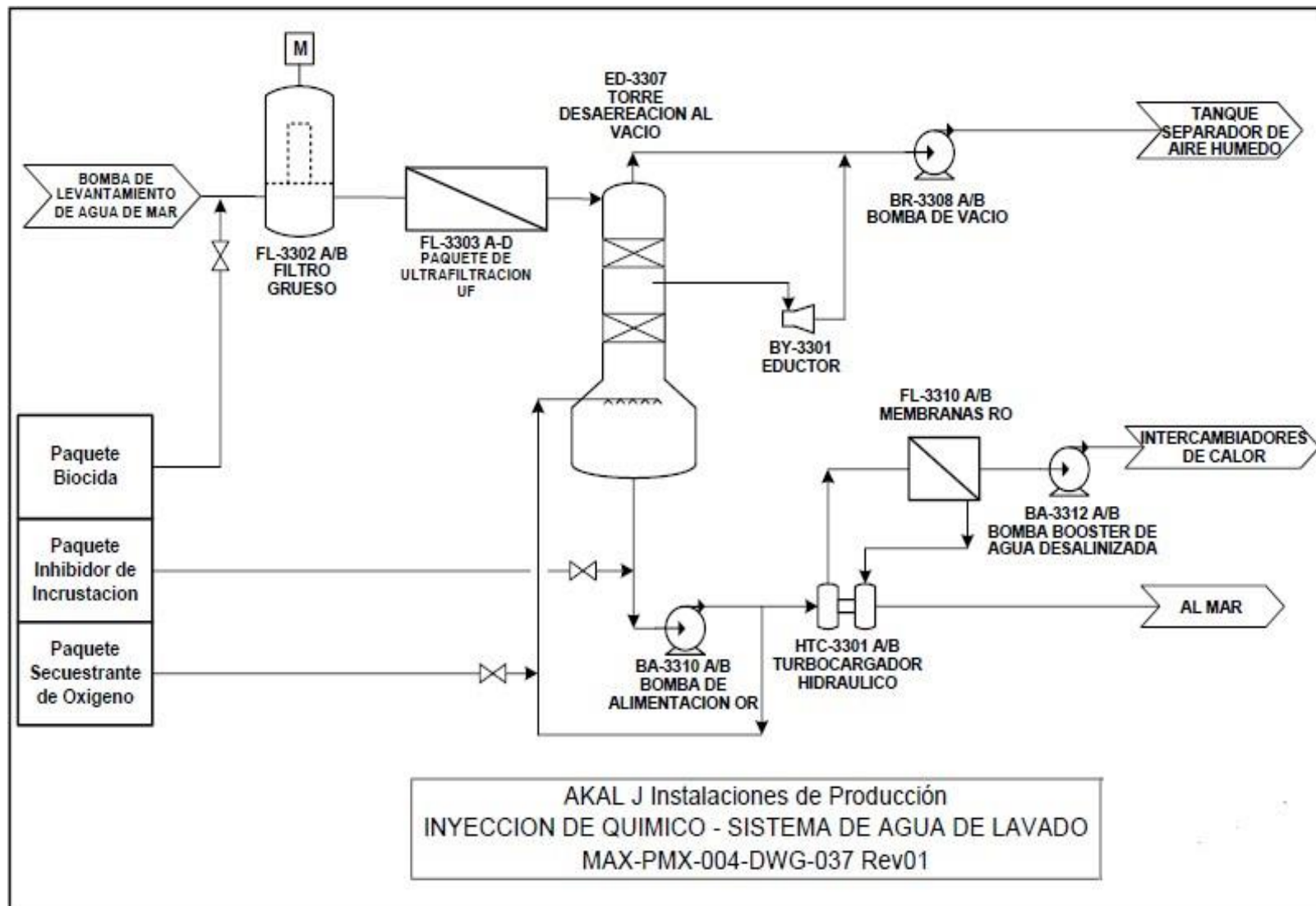


Figura No. 4.5 Ubicación de los puntos de inyección de químicos en el sistema de tratamiento del agua de lavado.

4.3. Descripción del proceso del sistema de reducción de presión

El sistema de proceso se describe a continuación en la siguiente imagen:

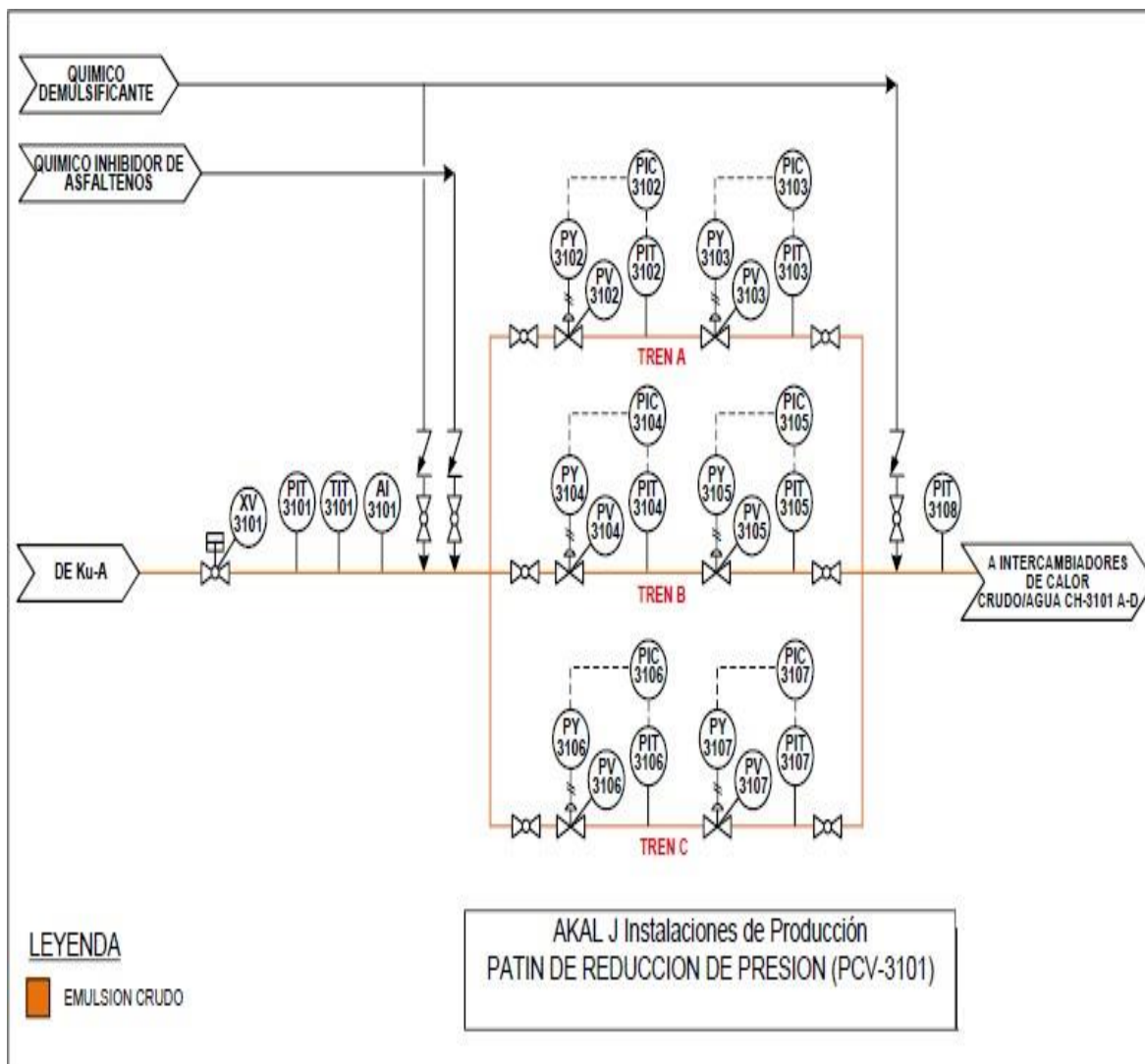


Figura No. 4.6 Diagrama de flujo del proceso PCV-3101 (Patín de reducción de presión).

Los fluidos que ingresan en la Plataforma Akal-J fluyen mediante una válvula de bola de aislamiento activada (XV 3101) operando por el Controlador Lógico Programable (PLC) que puede aislar la tubería de la Plataforma de Producción Akal-J. Aguas abajo de la válvula de aislamiento se encuentran instrumentos que transmiten valores de presión temperatura y contenido de agua además de plumas de inyección de inhibidores de asfaltenos y de rompedores de emulsiones (Demulsificantes).

Los fluidos de proceso se dividen en 3 sistemas de reducción de presión de dos etapas idénticos y paralelos, (Tren A, B y C), consistiendo cada sistema en un transmisor indicador de presión [PIT], un controlador indicador de presión [PIC] y una válvula de control de presión [PV]. Dos de estos tres sistemas permanecen en línea mientras uno de ellos se encuentra fuera de línea durante operaciones normales. Esto permite dar servicio de mantenimiento en un sistema sin tener que retrasar la producción.

Cada sistema puede procesar un total de 133,333 BFPD; el control de la presión se logra por acción de las válvulas de control de presión las cuales modulan para mantener la presión de descarga establecida detectada por los transmisores de presión. El patín está diseñado para reducir la presión de 38.0 Kg/cm²g a 15.0 Kg/cm²g en dos etapas.

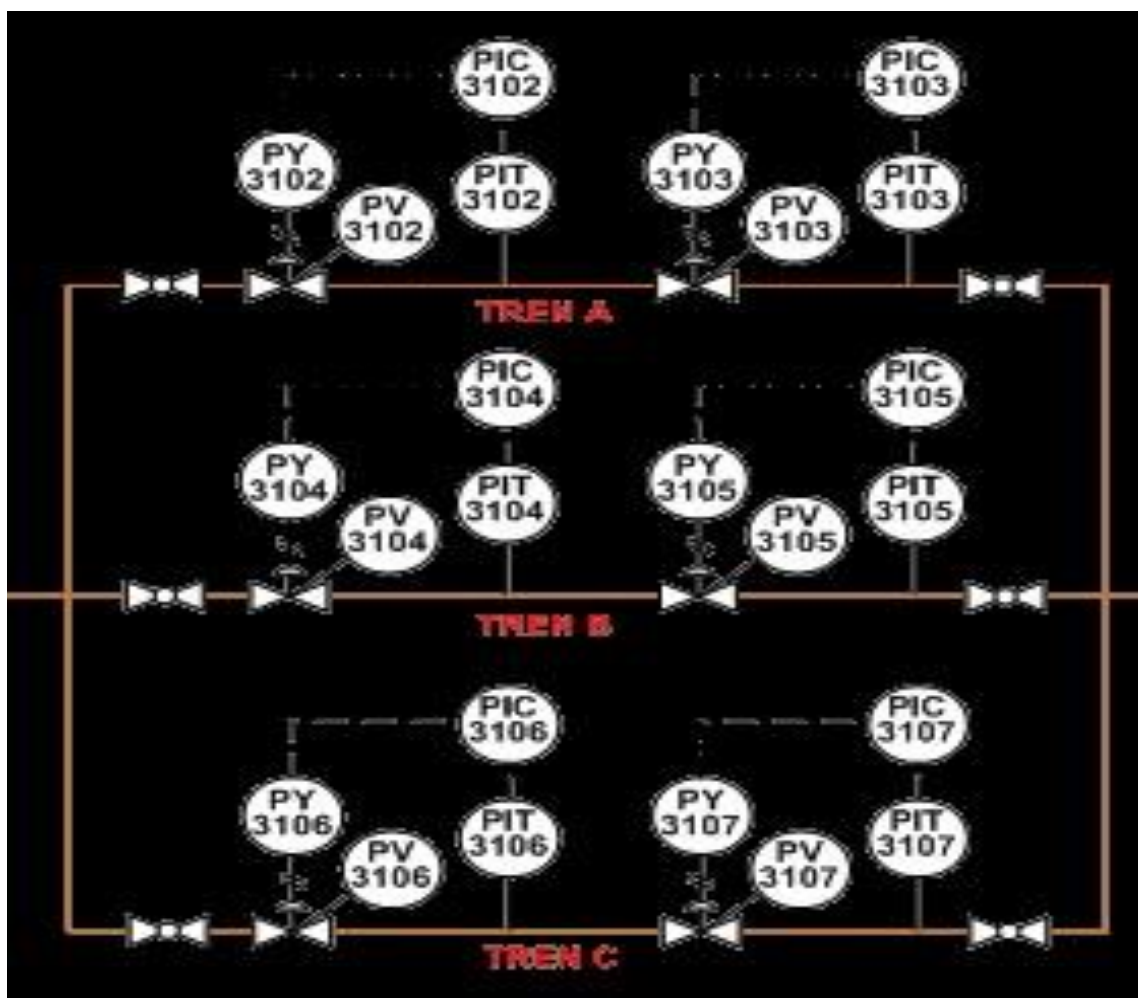


Figura No. 4.7 Patin de reducción PCV-3101

4.3.1.1. Función del proceso del sistema de reducción de presión

La función del sistema de reducción de presión o Patín de Reducción de Presión (PCV-3101) es:

1. Permitir la operación aguas abajo a menor presión:
 - La presión del fluido entrante Akal J = 38 kg/cm²g [PI-3101]
 - Presión de salida = 15 kg/cm²g [PI-3108]
2. Reprimir las fluctuaciones de presión y flujo [PCVs]
3. Puntos de inyección química
4. Monitoreo de procesos remoto (presión, temperatura y contenido de agua)
5. Sistema de aislamiento [XV-3101]

4.4. Calentamiento del proceso

4.4.1.1. Introducción a los intercambiadores de calor

En un sistema de proceso, si el fluido procesado requiere que se aumente o disminuya su temperatura, se debe emplear un intercambiador de calor. En los intercambiadores de calor, los fluidos con distintas temperaturas fluyen en circuitos separados pero conectados térmicamente que están ordenados de modo que la energía térmica más elevada del fluido más caliente puede pasar (por medio del contacto térmico) al fluido más frío. Ambos fluidos suelen ser fluidos de proceso de diferentes temperaturas, o bien uno de ellos puede constituir el medio de calentamiento o enfriamiento y la otra corriente puede ser el fluido de proceso.

Aunque todos los intercambiadores de calor funcionan a partir del mismo principio térmico, existen distintos tipos de intercambiadores de calor para satisfacer condiciones operativas específicas. En Akal J, hay dos clases de intercambiadores de calor: de tubo y de placas.

4.4.1.1.1. Teoría de transferencia de calor

La transferencia de calor entre los fluidos se debe a la diferencia de temperatura que hay entre ellos. Los tres mecanismos de transferencia de calor son convección, conducción y radiación. La convección es el mecanismo principal de la mayoría de los intercambiadores de calor, donde el movimiento físico de los fluidos a cada lado del tubo o la placa provoca que la energía térmica del fluido caliente pase al fluido frío; este es el mecanismo que se utiliza en los intercambiadores de Akal J.

Los factores de resistencia se tienen que tomar en cuenta al diseñar un intercambiador de calor y se establece el “coeficiente total de transferencia de

calor”, que es la transferencia térmica por unidad de tiempo; esto se denomina como U.

La ecuación que se emplea para dimensionar un intercambiador de calor es:

$$u = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta T)_m}{\mu_o} [pie/seg] \quad (3)$$

La ecuación anterior viene explicada con mayor claridad así como ejemplos de su aplicación en el Capítulo 2.

4.4.1.1.1.2. Incrustaciones

Las incrustaciones son el problema operativo más común asociado con los intercambiadores de calor en la industria del gas y petróleo. Consisten en la acumulación de sólidos en la pared de superficie, lo cual genera resistencia a la transferencia de calor. Las incrustaciones reducen el área disponible para la transferencia térmica, lo cual posteriormente impide alcanzar la temperatura de proceso deseada.

Entre los sólidos que se pueden depositar en la pared de la superficie del intercambiador, se encuentran:

- Oxido
- Asfáltenos
- Arena
- Cera

Además de reducir el índice de transferencia de calor, estos depósitos pueden causar bloqueos que restringen el flujo a través del intercambiador. Por último, esto puede provocar la pérdida de producción; por lo tanto, es fundamental realizar el mantenimiento regular, en especial la limpieza de los intercambiadores para garantizar el funcionamiento exitoso.

4.4.1.1.1.3. Intercambiadores de calor de tubo y coraza

Estas unidades consisten en una cantidad de tubos conectados a cada extremo de las láminas de los tubos. Estas láminas se instalan dentro de un armazón o recipiente a presión. Poseen un patrón de orificios perforados (figura no. 4.8) por los cuales se colocan los tubos mediante un proceso que permite obtener una unión hermética. Una cara de la lámina es soldada al armazón del intercambiador de calor y la otra cara se conecta a “cabezales” (figura no. 4.9 cabezales de canales y cabezal flotante) por medio de uniones brindadas.

Así se forman dos circuitos térmicos:

- El fluido que entra a los tubos (fluido del extremo del tubo)
- El fluido que sale de los tubos (fluido del extremo de la coraza)

Los intercambiadores de calor de tubo y coraza son resistentes y suelen usarse para aplicaciones de alta presión (presiones superiores a 20.4 kg/cm²g).

4.4.1.1.4. Intercambiador de calor de placas

Los intercambiadores de calor de las placas se usan para aplicaciones de baja presión (inferiores a 20.40 kg/cm²g) y no son tan resistentes como los intercambiadores de calor de tubo y coraza; y están formados por muchas placas delgadas que proporcionan un área de superficie muy extensa para la transferencia de calor.

Las placas están separadas por juntas y el espacio creado entre las placas posee los pasajes por los cuales circulan los fluidos (figura no. 4.10) donde se muestra el circuito del fluido caliente en rojo y el circuito del fluido frío en azul, con ambos fluidos separados por una de las placas. Las juntas que separan las placas están diseñadas para permitir que uno de los fluidos circule entre pares alternados de placas y el otro fluido pase entre los pares opuestos.

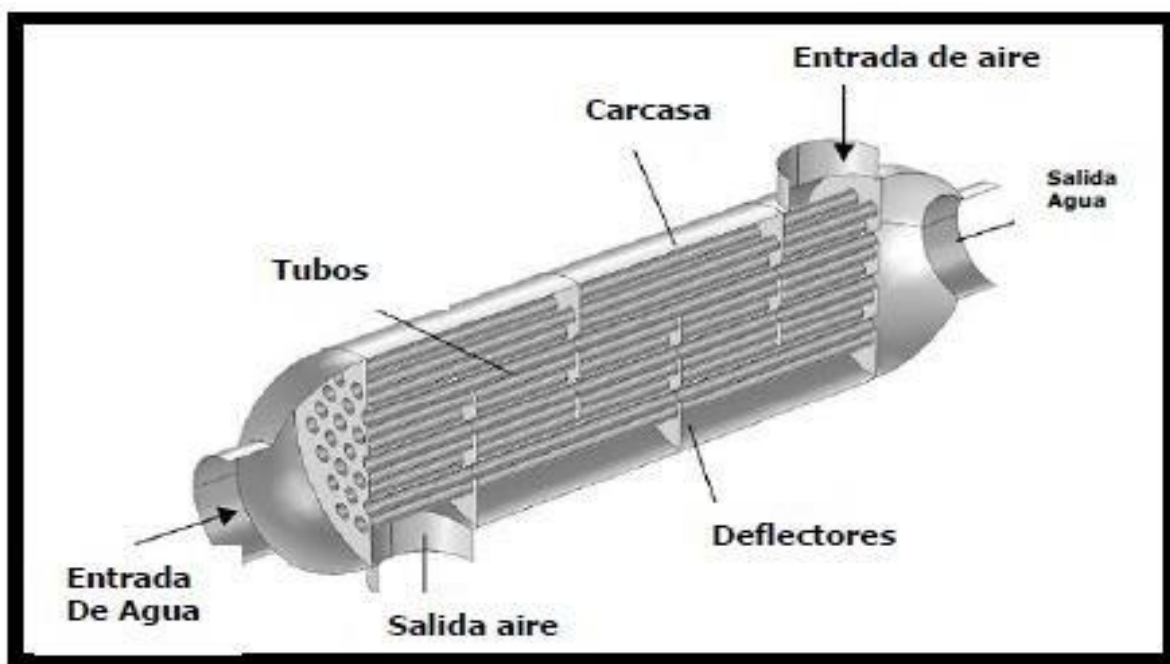


Figura No. 4.8 Intercambiador de calor de tubo y coraza

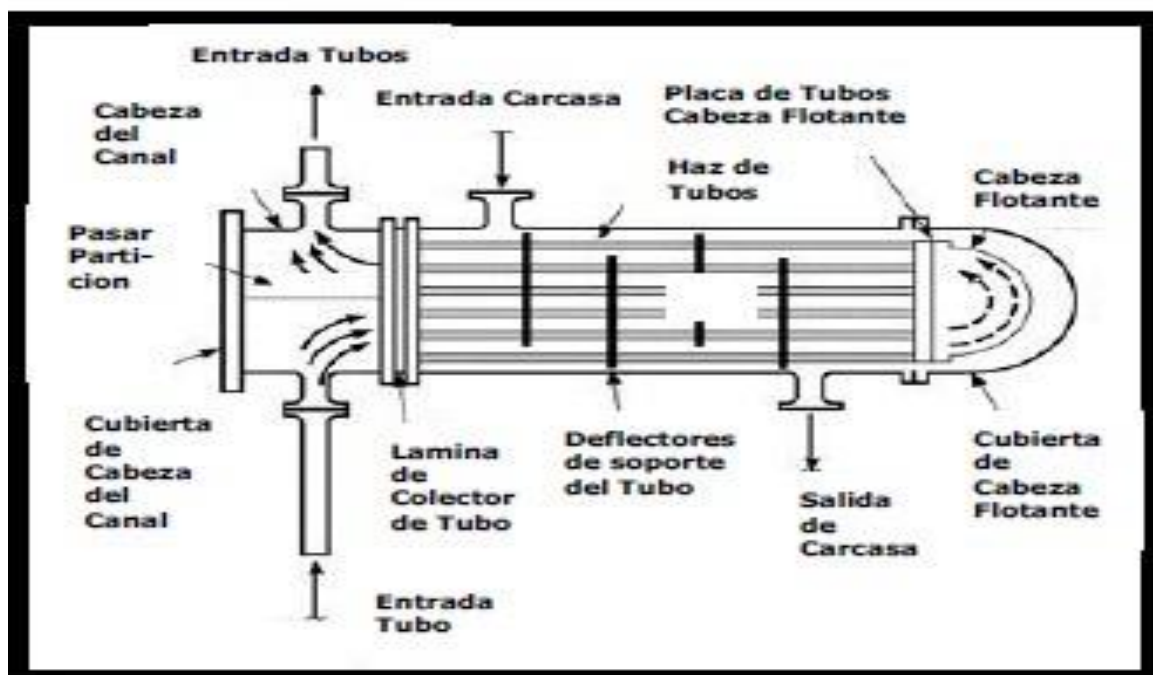


Figura No. 4.9 Intercambiadores de calor de tubo y coraza



Figura No. 4.10 Intercambiador de calor de placas

4.4.1.2. Intercambiadores de calor de Akal J

Los principales intercambiadores de calor instalados en Akal J son:

1. Intercambiador de crudo húmedo/agua producida CH-3101A-D (tubo y coraza)
2. Intercambiador de crudo húmedo/crudo seco CH-3102A-F (tubo y coraza)
3. Intercambiador de crudo húmedo/aceite caliente CH-3103A-C (tubo y coraza)
4. Intercambiador de agua producida/agua de lavado CH-3104A&R (placas)

La función principal de los intercambiadores 1-3 es calentar el crudo en tres etapas desde 50°C hasta 129°C para ayudar a separar el crudo del agua en el deshidratador y desaladores, lo cual se logra reduciendo la viscosidad del crudo y rompiendo la emulsión.

La función principal del intercambiador 4 es calentar la corriente de agua de lavado que se usa en el proceso de desalación desde condiciones ambientales hasta 126°C (en la línea de la temperatura del crudo que ingresa al desalador) para garantizar la separación de la emulsión (aceite/agua).

4.4.1.2.1.1. Descripción general del sistema de los intercambiadores de calor de Akal J

Para lograr el proceso descrito con anterioridad, se requieren muchos intercambiadores de calor en paralelo para cada una de las tres etapas.

La primera etapa (recuperación térmica del agua producida) posee cuatro intercambiadores de calor de tubo y coraza idénticos instalados en paralelo. La segunda etapa (recuperación térmica del aceite crudo) posee seis intercambiadores de calor de tubo y coraza idénticos instalados en paralelo y la tercera etapa (calentadores de aceite caliente) posee tres intercambiadores de calor de tubo y coraza idénticos instalados en paralelo. Observe que no existen intercambiadores de calor de reversa dentro del sistema, por lo cual todos ellos deben estar en funcionamiento para satisfacer el servicio. Es fundamental que todos los intercambiadores se limpien de forma regular para alcanzar el servicio requerido.



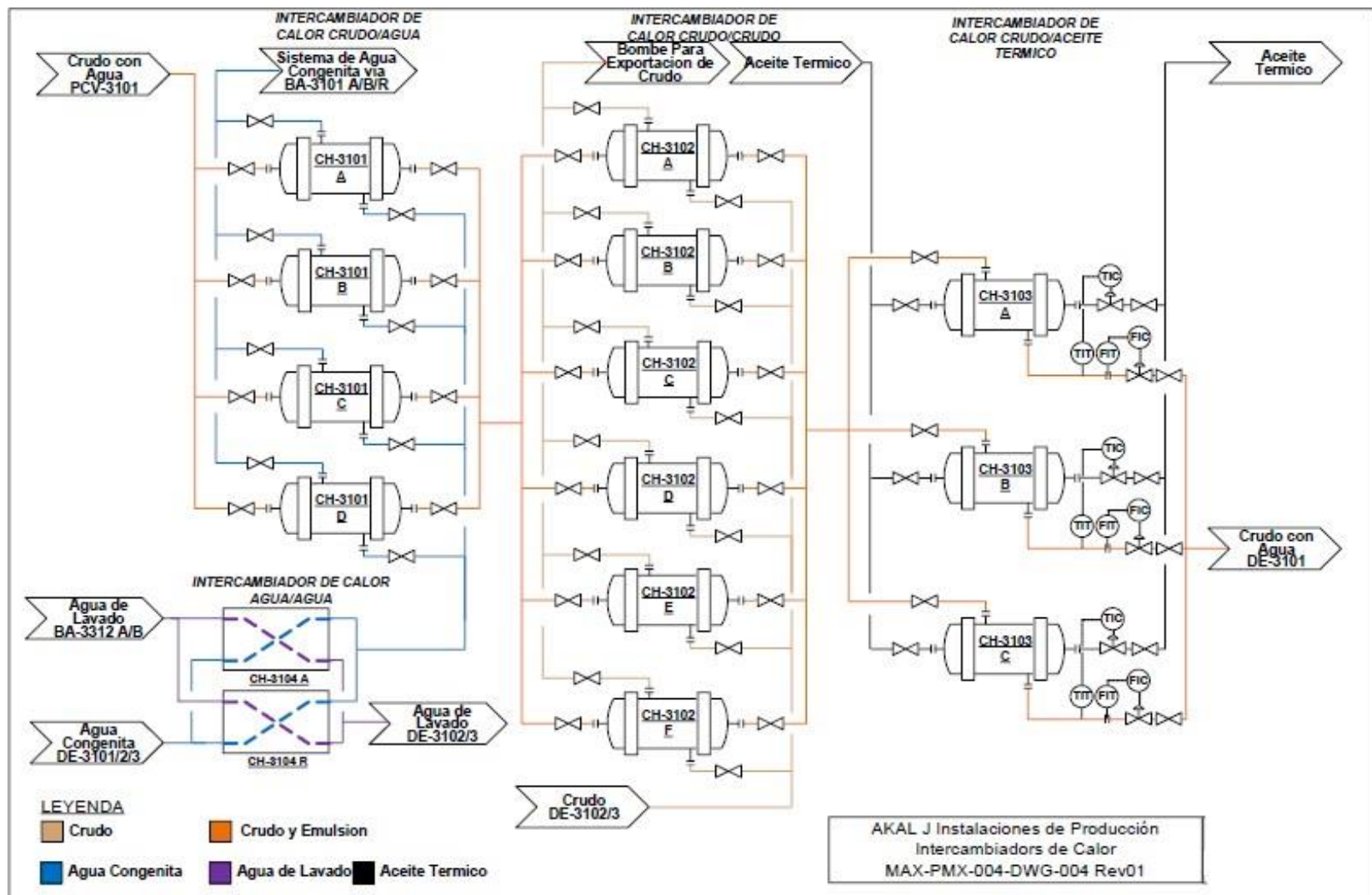


Figura No. 4.12 Diagrama del flujo del proceso de Intercambiadores de calor

I. Intercambiadores de crudo/Agua producida CH-3101A-D

La corriente de crudo húmedo que sale del patín reductor de presión se dirige a los intercambiadores de calor de crudo/agua producida (CH-3101A-D). En estos intercambiadores de calor, el crudo húmedo pasa por el circuito de tubo donde se calienta de 50°C a 65°C debido al agua caliente producida que fluye del lado de la coraza en los intercambiadores de calor. La corriente de agua producida caliente constituye la mezcla de las corrientes de salida de agua producida del deshidratador (DE-3101) y los desalinizadores (DE-3102/3).

El agua producida caliente, calienta el agua de lavado en los calentadores de agua de lavado (CH-3104A/B) antes de calentar el crudo húmedo. La corriente de agua producida caliente se enfría de 16°C a 80°C al pasar por el sistema de agua producida. El comportamiento de los intercambiadores de calor de crudo/agua producida depende del caudal de los fluidos de producción en la instalación de procesamiento, ya que no se implementa ningún sistema de control.

II. Intercambiadores de crudo/crudo CH-3102A-F

La corriente de crudo húmedo que sale de los intercambiadores de crudo/agua producida se dirige a los intercambiadores de calor de crudo (CH-3102A-F). En estos intercambiadores de calor, el crudo húmedo pasa por el circuito del tubo donde se calienta de 65°C a 90°C debido al crudo seco caliente que fluye del lado de la coraza en los intercambiadores de calor. La corriente de crudo seco caliente constituye la mezcla de las corrientes de salida de aceite de los desaladores (DE-3102/3). El crudo seco se enfría de 129°C a 90°C para cumplir la especificación de temperatura de exportación del crudo. El comportamiento de los intercambiadores de calor de crudo/crudo depende del caudal de los fluidos de producción en la instalación de procesamiento, ya que no se implementa ningún sistema de control.

III. Calentadores de aceite caliente CH-3103A-C

La corriente de crudo húmedo que sale de los intercambiadores de crudo/crudo se dirige a los calentadores de aceite caliente (CH-3103A-C). En estos intercambiadores de calor, el crudo húmedo pasa por el lado de la coraza donde se calienta de 90°C a 129°C debido al aceite caliente proveniente del sistema del medio de calentamiento (aceite caliente) de la instalación. El aceite caliente circula a través del lado del tubo de los intercambiadores de calor donde se enfría de 240°C a 160°C y luego regresa al sistema de aceite caliente. Para que haya el mismo flujo de fluidos de proceso en los tres intercambiadores de calor, se instaló un sistema de control de flujo en la corriente de salida del fluido de proceso de

cada intercambiador que consiste en un trasmisor de flujo, un controlador de flujo y una válvula de control de flujo.

IV. Calentadores de agua de lavado CH-3104A/R

Los dos intercambiadores de calor de placas que se usan para calentar el agua de lavado funcionan como unidad de servicio y de reserva (cada una puede funcionar al 100%). Las corrientes de agua producida que salen del deshidratador y los desaladores se combinan y, luego se dirigen por el circuito caliente de este calentador antes de pasar a los intercambiadores de crudo/agua producida. El agua de lavado que fluye a través del circuito frío de este calentador se calienta desde la temperatura ambiente (~20°C) hasta aproximadamente 126°C. El agua de lavado se mezcla con la corriente de entrada de crudo caliente (129°C) que ingresa a los desaladores.

Las corrientes de crudo y de agua de lavado que entran a los desaladores comparten una temperatura similar, por lo cual se mantiene la temperatura operativa alta de los desaladores para alcanzar el nivel deseado de separación aceite/agua y la desalación de crudo. El comportamiento de los calentadores de agua de lavado depende del gasto de los fluidos de producción en la instalación de procesamiento, ya que no se implementa ningún sistema de control.

4.5 Sistema de aceite caliente

4.5.1.1. Introducción

La plataforma Akal J posee un sistema de servicio de calentamiento para el proceso de deshidratación y desalación de crudo. En este sistema los gases calientes de escape provenientes de la turbina son causados por calentar el medio de calentamiento (aceite caliente) en unidades de recuperación de calor residual (CF-3201/2/3/4).

El aceite fluye por un sistema de servicio que suministra calentamiento a los diferentes procesos de la plataforma Akal J, incluyendo Intercambiadores de calor de aceite caliente (CH-3103A/B/C) en el sistema de procesamiento de aceite.

4.5.1.2. Descripción del sistema de aceite caliente

El Sistema de Aceite caliente se describe en la Figura no. 4.13. El mismo consiste en un sistema de circuito cerrado a través del cual circula el aceite caliente con el uso de las Bombas de Circulación de Aceite Caliente GA-3201A/B/C-R. El aceite se calienta utilizando calor residual de las turbinas de gas de Akal J. Luego pasa a los calentadores del proceso en la plataforma donde el aceite caliente se enfría a

medida que suministra energía calórica a los procesos que operan con calor. El sistema de servicio de aceite caliente incluye contenedores de almacenamiento y de expansión para compensar por los cambios y pérdidas en el volumen de aceite caliente causado por la expansión térmica o la pérdida de líquido en el sistema.

4.5.1.2.1.2. Componentes principales

Los principales componentes del Sistema de Aceite Caliente son:

✓ Tanque de Expansión de Aceite Caliente (TA-3201)

Este contenedor es un separador de dos fases que absorbe los cambios de volumen creados por los cambios de temperatura y los gases volátiles de los ventiladores producidos por pequeñas fugas provenientes de los intercambiadores de proceso. El tanque de expansión normalmente se coloca en el punto más alto del sistema a fin de ventear los gases atrapados. Debido a su posición elevada, este tanque brinda un cabezal de succión y presión constante a las bombas de circulación.

Con el fin de evitar contacto con el oxígeno, lo que eventualmente deteriora la calidad del aceite caliente, el tanque se mantiene bajo una capa de gas de nitrógeno. Se requiere nitrógeno con una calidad de 99.9% V/V de pureza a fin de cumplir con las especificaciones de concentración de oxígeno residual de 0.1% V/V del sistema. En el tanque, el aceite caliente se mantiene a una presión de 2.1 kg/cm²g mediante suministro de gas de nitrógeno. El tanque posee un gran volumen operativo entre los puntos establecidos para las alarmas de alta y baja presión, por lo que puede compensar en caso de expansión térmica o pérdida de aceite caliente en el sistema de servicio.

✓ Enfriador de Aire (CO-3201)

El enfriador de aire del aceite caliente es un intercambiador de calor diseñado para enfriar el flujo de 'corriente lateral' de aceite caliente en caso de que la temperatura en la salida del WHRU exceda los 260°C aproximadamente.

El intercambiador de calor es del tipo "Fin-Fan" ("ventilador de aletas"), el cual usa aire a temperatura ambiente para enfriar el aceite caliente. Un ventilador activado con motor eléctrico envía aire por un arreglo de tuberías a través del cual fluye el aceite caliente, enfriándose en el proceso. La corriente lateral enfriada de aceite caliente sale por el enfriador y se combina con el flujo de aceite caliente que retorna de los calentadores del proceso.

Durante períodos de baja demanda de calor en el sistema de servicio, los amortiguadores principales del WHRU se mantienen cerrados, abriéndose totalmente los amortiguadores paralelos. Durante este proceso se produce una fuga de calor más allá de los amortiguadores cerrados lo que trae como consecuencia un aumento de temperatura de calentamiento. El exceso de calor es

eliminado con el enfriador de aceite caliente cuando la temperatura media de calentamiento se eleva por encima del nivel establecido (normalmente a unos 260°C).

✓ Tanques de Almacenamiento de Aceite Caliente (TV-3201)

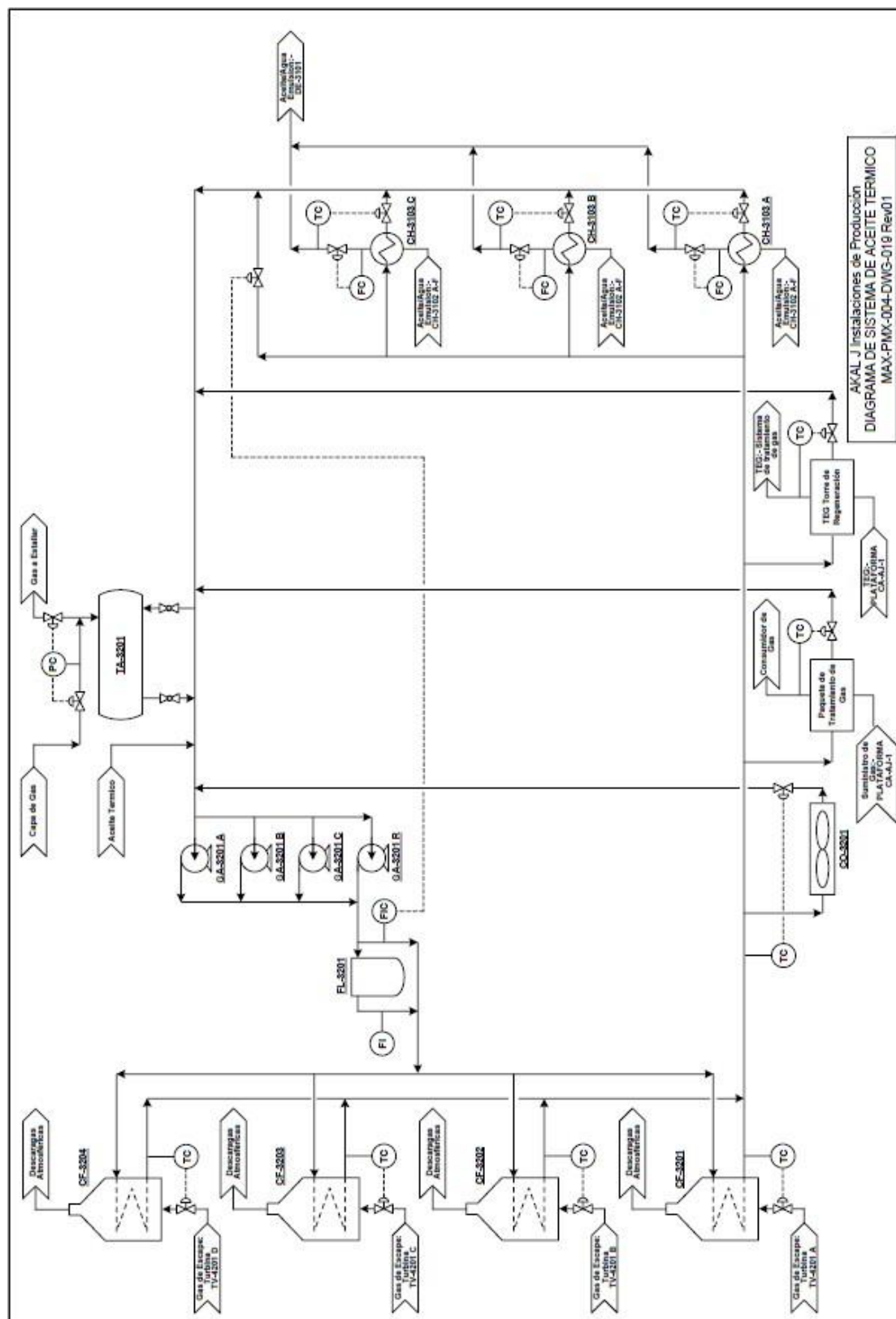
El tanque de almacenamiento de aceite caliente sirve de depósito del aceite caliente de compensación.

La bomba de alimentación de aceite caliente GA-3202 A/R succiona de este tanque para enviar el aceite caliente de compensación al cabezal de succión de la bomba de circulación.

Para mantener una presión constante de 0.1 kg/cm²g se debe controlar la presión de manto del gas inerte de los calentadores del proceso.

Los calentadores del proceso servidos por el sistema de aceite caliente son:

- Paquete de suministro de gas acondicionado
- Sistema de regeneración TEG
- Calentadores de aceite/aceite caliente (CH-3103 A/B/C)



4.6. Deshidratación y desalado de petróleo crudo

4.46.1.1. Introducción

El sistema del proceso de deshidratación y desalado de petróleo crudo de Akal –J se resume en la figura no. 4.14. El diseño de la corriente de petróleo crudo que llega a la plataforma Akal.J contiene agua producida con un rango del 5 al 25% de sedimentos básicos y agua (BS&W), la cual tiene una salinidad de hasta 125,000 partes por millón (ppm). Para cumplir la especificación del petróleo crudo de salida, el contenido de agua del petróleo crudo se debe reducir a <0.50% BS&W y el contenido de sal a <50 PTB (libras/1,000 barriles).

Una vez que la plataforma Akal J, la corriente de emulsión de petróleo crudo se calienta hasta 130°C en el sistema de calentamiento de proceso de tres etapas. Esto sirve para tratar el petróleo crudo y reducir la viscosidad del fluido procesado para que los sistemas de deshidratación y desalado puedan separar el agua producida del petróleo crudo. En particular, aumentar la temperatura del fluido a 130°C reduce la viscosidad del petróleo crudo a un valor que permitirá que el agua arrastrada se funda y descienda para separarla del mismo.

Después del calentamiento, se emplea un proceso de deshidratación/desalado de separación de dos etapas (posiblemente tres) para cumplir la especificación del petróleo crudo de salida: el proceso de separación comprende la deshidratación y desalinización del petróleo crudo, en ese orden. En la etapa de deshidratación, se separa el agua producida del petróleo crudo para alcanzar un contenido <1% BS&W en el agua en petróleo. Luego, el agua de lavado (agua de mar des aireada y desmineralizada) se agrega a la corriente de petróleo crudo y se mezcla para crear una relación petróleo-agua; en la entrada de los desalinizadores. De esta manera, se diluye el agua producida restante, lo cual a su vez reduce su salinidad (la sal solo se dispersa en la fase de agua). Después de esto, la corriente de petróleo crudo pasa a la etapa de desalado, donde el contenido de agua producida (diluida) se reduce al 0.50% BS&W, lo cual permite cumplir la especificación de sal de <50 PTB.

La deshidratación y desalado del petróleo crudo se logra por medio de precipitadores electrostáticos. Estos equipos se utilizan porque permiten alcanzar un rendimiento en la separación significativamente superior al de los separadores de densidad convencional, en especial, para el petróleo crudo pesado (19-21 °API) que se procesa en Akal J. Así mismo para el proceso de deshidratación y desalinización se requiere el tratamiento químico con el fin de lograr la separación óptima, sobre todo, un desemulsionante y aditivos desaladores apropiados. Se deben seleccionar los químicos apropiados a partir de la evaluación de prueba en

campo inicial, mediante lo cual se define el índice de tratamiento óptimo. El exceso de químicos puede reducir la eficiencia de la deshidratación y desalinización.

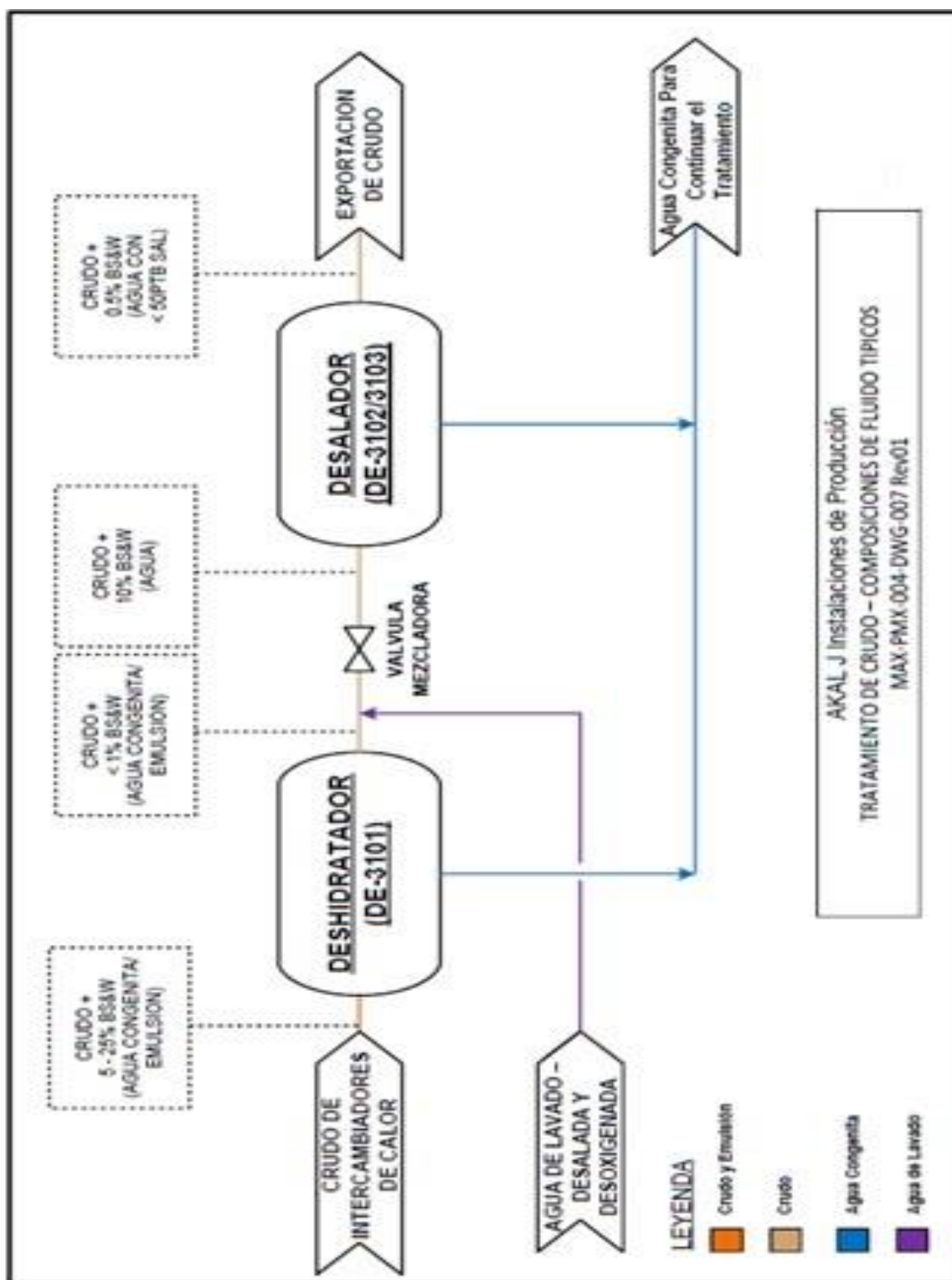


Figura No. 4.14 Diagrama esquemático de deshidratación y desalinización del crudo.

4.6.1.1.1. Principio de funcionamiento del precipitador electrostático

Existen dos tipos de principios de funcionamiento de precipitaderos:

- Sedimentación por densidad
- Mecanismos de precipitación electrostática

Sedimentación por densidad

Los precipitadores electrostáticos emplean el mismo mecanismo para separar el petróleo crudo del agua producida que los separadores de petróleo crudo convencionales: la separación por densidad. En este proceso, la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua sirve para separar las partículas de agua más pesadas del petróleo crudo más liviano. Este proceso se ilustra en la figura No. 4.15 y figura No. 4.16 a continuación.

En la figura No. 4.15, se muestra que si un contenedor se llena con una mezcla de petróleo y agua, al final la fase de petróleo más liviana se separará de la fase de agua más pesada y flotará sobre ella, con lo cual se formarán dos fases separadas que se pueden eliminar del contenedor como corrientes individuales. En el proceso de separación por densidad, las partículas de agua (pesadas) descienden de la fase de petróleo (liviana) y las partículas de petróleo (livianas) se elevan de la fase de agua continua. Figura No. 4.16.

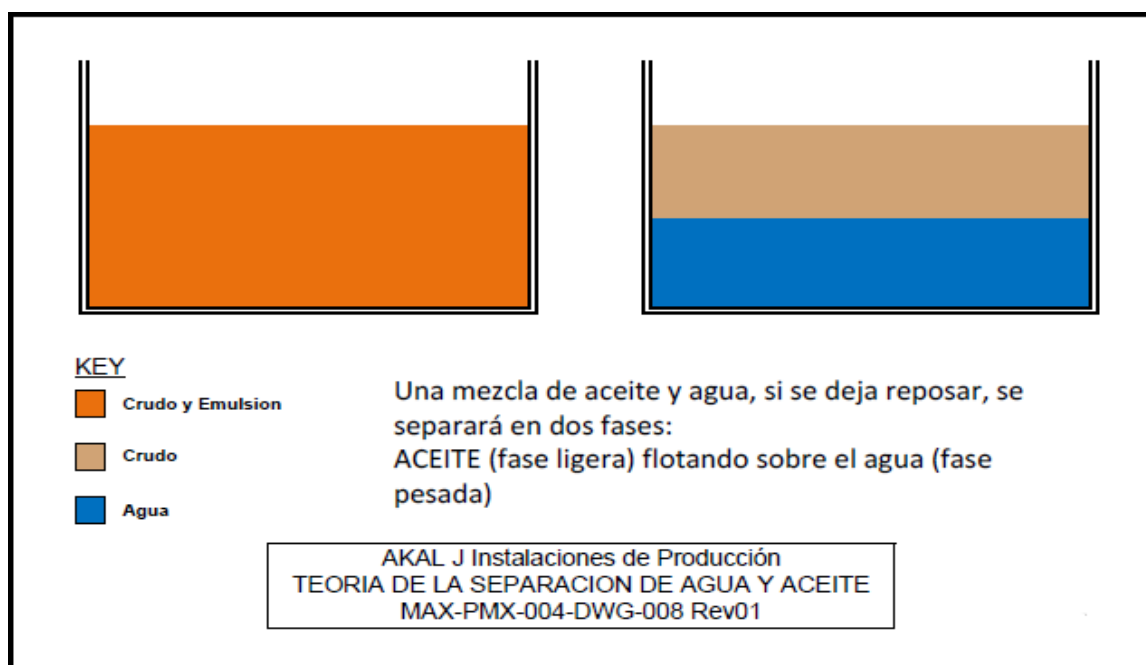


Figura No. 4.15 Separación por densidad

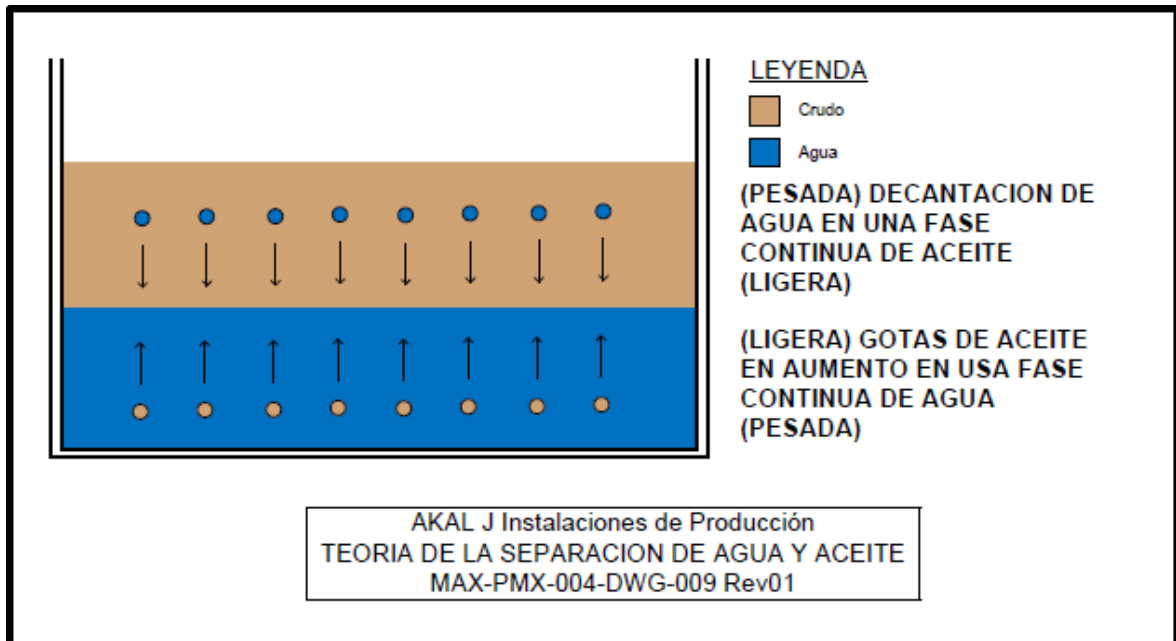


Figura No. 4.16 Mecanismo de separación por densidad

El proceso de separación por densidad, la eficiencia de separación está determinada por la cantidad de agua que se separa (desciende) de la fase de petróleo y la cantidad de petróleo que se separa (eleva) de la fase de agua. En este proceso, se depositan primero las gotas liquidas grandes desde la fase continua. A medida que continúa el proceso, el tamaño de las gotas residuales que se apartan de la fase continua se reduce. Esto es producto de una ley física (determinada ley de Stokes): cuanto más grande es la partícula que cae (o sube) por medio de una fase continua, más rápido caerá (o subirá):

$$v_s = \frac{2(\rho_p - \rho_f)}{9\mu} g R^2 \text{ (Ley de Stokes)}$$

$$v_s = \text{velocidad de sedimentacion} \left(\frac{m}{s} \right)$$

$$\rho_p = \text{densidad de las gotas} \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\rho_f = \text{Densidad del fluido} \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\mu = \text{Viscosidad del fluido (cp)}$$

$$R^2 = \text{Radio de las gotas (m)}$$

$$g = \text{aceleracion gravitacional} \left(\frac{m}{s^2} \right)$$

Es importante destacar que:

- La velocidad de sedimentación de una partícula (v_s) es proporcional a su radio (R) al cuadrado.
- A mayor viscosidad de la fase continua, menor velocidad de sedimentación.
- A menor diferencia de densidad entre los fluidos, menor velocidad de sedimentación.

Para lograr un comportamiento de separación de petróleo crudo satisfactorio (que requiere Alkal J), es necesario eliminar las gotas de agua más pequeñas de la fase de petróleo crudo. Como se puede observar en la formula anterior, si se reduce el tamaño de una gota de agua por la mitad, la velocidad terminal se reduce un cuarto. No obstante, si se duplica el tamaño de una gota de agua, la velocidad terminal aumenta cuatro veces, con lo cual también aumenta el comportamiento de separación de petróleo-agua. Si únicamente se usa la separación por densidad para el proceso de separación, no se lograra la separación de petróleo crudo requerida. Es necesario mejorar el comportamiento de separación aumentando el tamaño de las gotas de agua. En los precipitadores electrostáticos, se emplea un campo electrostático para precipitar gotas de agua con el propósito de incrementar su tamaño y velocidad de separación.

A partir de la formula descrita más arriba, también se puede observar que si menor es la viscosidad de la fase continua, mayores la velocidad terminal. Así, en el deshidratador y los desalador de Alkal-J, se usa una temperatura operativa muy alta (130°C) para reducir la viscosidad del petróleo crudo a un valor que permita lograr el comportamiento de separación de petróleo-agua deseado.

Mecanismo de precipitación electrostática

Los precipitadores electrostáticos recurren a un campo electrostático para precipitar las gotas de agua y obtener un fluido que contenga petróleo crudo y agua producida emulsionada. La fusión de partículas de agua aumenta el tamaño de las gotas de agua. Este efecto surge de las propiedades dieléctricas de las gotas de agua dispersas en el petróleo. Estas tienen una permitividad mucho más elevada que el petróleo circulante (la permitividad está asociada a la capacidad de un material de transmitir o “permitir” un campo eléctrico), también se debe tener presente que el agua salada es otro conductor muy eficaz.

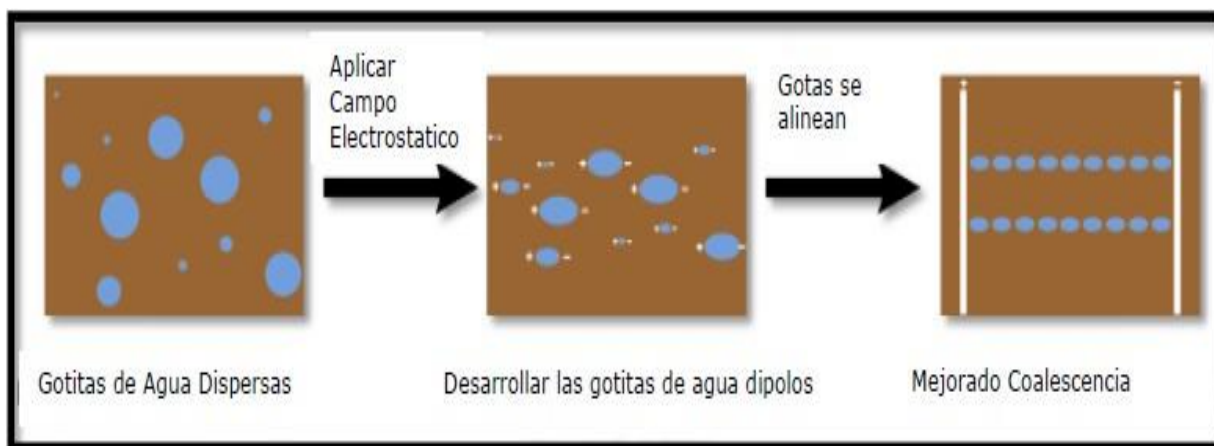


Figura No. 4.17 Mecanismo de desarrollo de gotas del precipitador electrostático

Cuando se somete una gota de agua a un campo eléctrico de CA, este polariza la gota y crea un campo eléctrico alrededor de ella. En este proceso, la gota de agua desarrolla una carga eléctrica que forma en su superficie. Debido a la propiedad de la gota de agua, la carga eléctrica existe en la forma de un polo positivo y uno negativo (polarizada) en los extremos opuestos de la gota, como se ilustra en la figura no. 4.17 Cuando dos gotas se aproximan, surge una fuerza (el polo negativo de una gota es atraído por el polo positivo de la gota adyacente) que las atrae hasta fundirse.

El desarrollo de extremos con cargas opuestas también hace que las gotas de agua se alarguen, lo cual aumenta su área de superficie (en comparación con la forma esférica original). Al mismo tiempo, esto rompe la capa de la emulsión que existe en la superficie de las gotas de agua y estimula su función (venciendo la barrera de la capa de emulsión creada para fundir las gotas de agua).

En las instalaciones de producción de petróleo crudo de Akal-J, el deshidratador y los desaladores usan campos electrostáticos para aumentar el tamaño de las gotas de agua y cumplir la especificación del petróleo crudo de salida. Se utiliza el mismo tamaño de recipiente (4267 mm diámetro interno x 18.288 mm S/S) para el deshidratador y los desalinizadores; sin embargo, el tamaño de las boquillas y los componentes internos del proceso no es el mismo. En la figura no. 4.18 se muestra el diseño esquemático de un precipitador electrostático. Esta es la disposición esquemática general del deshidratador y los desaladores.

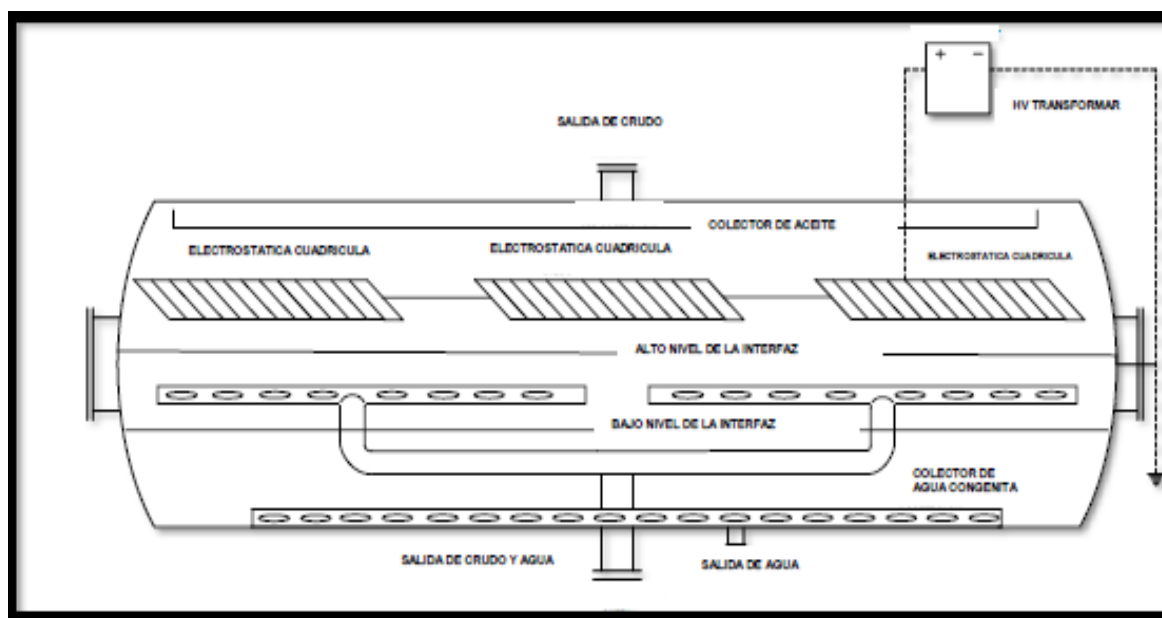


Figura No. 4.18 Disposición esquemática del deshidratador y desalador.

La corriente de petróleo crudo y agua producida/emulsión ingresa en el recipiente del precipitador electrostático por medio de una boquilla ubicada en el fondo del recipiente y pasa por un distribuidor horizontal situado hacia el fondo del recinto. Los fluidos salen del distribuidor y se dirigen hacia arriba recorriendo toda la sección transversal horizontal del recipiente, donde atraviesan las mallas metálicas horizontales energizadas (con carga eléctrica). El campo electrostático que se crea entre las mallas hace que las gotas de agua circulen entre aquellas hasta fundirse, aumentar de tamaño y caer al fondo del recipiente (figura no. 4.19) donde se forma una fase de agua. Luego, el agua sale del recipiente y la fase de petróleo (con la mayoría de las gotas de agua ya eliminadas) fluye hacia arriba hasta la parte superior del recipiente, donde sale por medio de un manifold colector conectado a una boquilla de salida.

El agua de lavado es agua de mar desoxigenada y desalada producida en las instalaciones de producción de Alkal-J, por lo cual su contenido salino es escaso. Cuando se le agrega al petróleo crudo, diluye la pequeña cantidad correspondiente de salinidad en el agua producida. Inmediatamente después de agregar el agua de lavado, el fluido circula por una válvula de control que actúa como dispositivo de mezcla. Un sistema de control del proceso modula esta válvula para mantener una presión diferencial de regulación y somete a los fluidos a un efecto de cizallamiento. Este efecto permite mezclar el agua producida y el agua de lavado, y las dispersa de manera uniforme por el petróleo crudo.

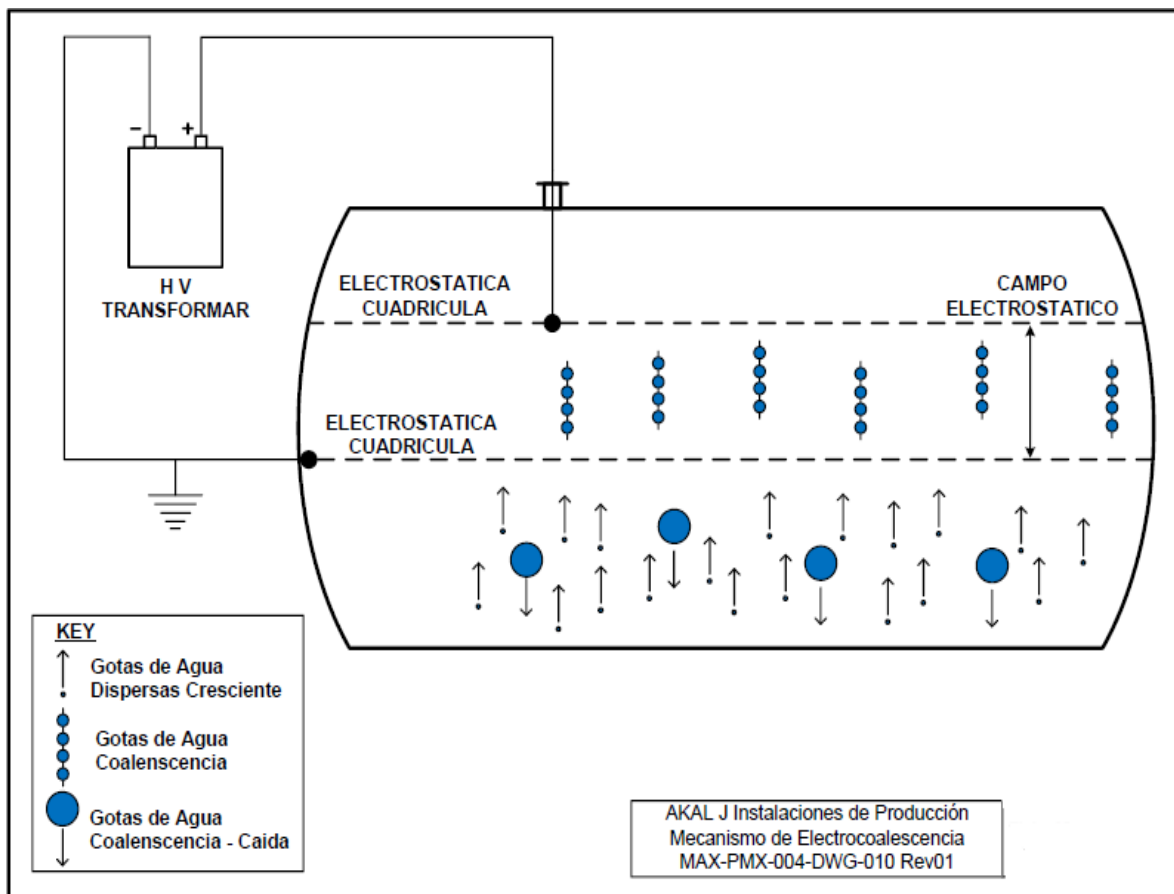


Figura No. 4.19 Mecanismo de electrocoalescencia

Cumplir con la especificación del petróleo crudo de salida depende en gran medida de la mezcla satisfactoria del agua producida con el agua de lavado. Si estos fluidos no se mezclan lo suficiente, el proceso de desalinización quedara comprometido y no se alcanzara la especificación del petróleo crudo de salida. Por consiguiente, es muy importante asegurarse de alcanzar el punto de ajuste requerido de la presión diferencial y realizar el mantenimiento correcto a la válvula de control.

4.6.1.2. Deshidratador de Alkal J

El sistema de deshidratación y desalinización del petróleo crudo se muestra en la figura no. 4.20 la corriente de emulsión de petróleo crudo y agua producida primero se calienta en el sistema de calentamiento de proceso de tres etapas hasta llegar a una temperatura de fluido de 130°C. Lograr esta temperatura es fundamental para el funcionamiento correcto de los deshidratadores y desaladores, con lo cual se cumple la especificación del petróleo crudo de salida.

La reducción de la temperatura de proceso afectara de manera considerable las propiedades del petróleo crudo, en especial la viscosidad, y resultara en un menor comportamiento de separación para el deshidratador y los desaladores.

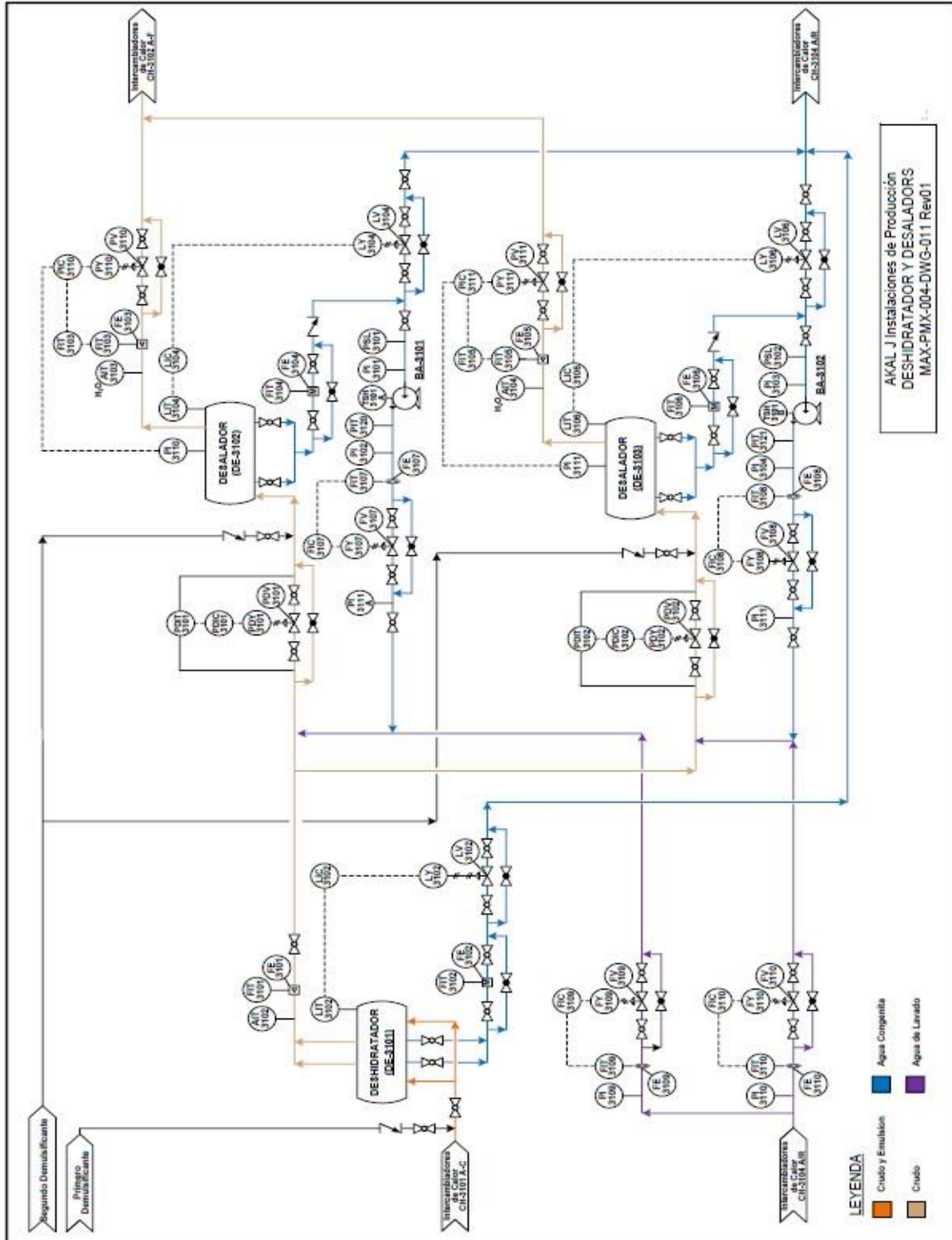


Figura No. 4.20 Sistema de deshidratación y desalado del petróleo crudo

4.6.1.2.1.1. Función del proceso del deshidratador y los desalinizadores

En Akal J, el proceso de deshidratación y desalado del petróleo crudo permite separar el agua y la emulsión de petróleo-agua del petróleo crudo, y reduce su salinidad para poder cumplir la especificación del petróleo crudo de salida. Este proceso consta de tres etapas:

- 1) Deshidratación del petróleo crudo para obtener un contenido de agua en petróleo de <1% BS&W en el petróleo crudo.
- 2) Lavado del petróleo crudo y agua producida con el 1% BS&W con agua desalinizada y desoxigenada.
- 3) Desalado del petróleo crudo, donde se separa el agua producida diluida del petróleo crudo para cumplir la especificación del petróleo crudo de salida (0.50 % BS&W con un contenido de sal <50 PTB).

4.6.1.2.1.2. Descripción del sistema de deshidratador y desalado

La descripción del proceso consta de las siguientes etapas o puntos clave:

a) Deshidratador de petróleo crudo DE 3101

El petróleo crudo con la emulsión de petróleo-agua ingresa en el deshidratador DE 3101 por medio de una disposición de manifold de tuberías de alimentación, que incluyen un punto de inyección de desemulsionante. En el deshidratador, el petróleo crudo y el agua producida emulsionada se separa.

El deshidratador se controla en la interfaz petróleo-agua, donde la emulsión pasa desde la fase petróleo en agua en el fondo del recipiente hasta la fase agua en petróleo en la sección del crudo en la parte superior del recipiente. La estabilidad de la interfaz es escrita para la deshidratación exitosa, ya que permite enviar la cantidad de agua en petróleo suficientemente baja (<1%) a los desalinizadores y alcanzar una salida de agua de <1000 ppm de petróleo en agua (que luego fluye al sistema de tratamiento de agua producida).

Al salir del deshidratador, el petróleo crudo se divide en dos corrientes iguales, estas pasan por un sistema de dilución y mezcla de petróleo crudo en la entrada de cada uno de los dos desaladores de petróleo crudo paralelos.

b) Sistema de suministro eléctrico del deshidratador de petróleo crudo

El sistema de coalescencia electrostática dentro del deshidratador funciona a partir de dos sistemas de suministro eléctrico de alto voltaje. Cada sistema comprende un transformador de alto voltaje equipado con un sistema de control y tratamiento conectado con las mallas electrostáticas del deshidratador. El suministro eléctrico

de los precipitadores electrostáticos se adapta para obtener un efecto máximo de coalescencia de gotas de agua y así alcanzar el comportamiento óptimo de la separación petróleo-agua.

c) Sistema de dilución y mezcla de petróleo crudo

En la entrada del sistema la corriente de petróleo crudo y agua producida se diluyen con agua de lavado precalentada que proviene del sistema de procesamiento de agua de lavado de Akal J a través de los intercambiadores de calor CH-3104A/. Estos calentadores emplean el calor del agua producida que sale del deshidratador y los desalinizadores para elevar la temperatura del agua de lavado apenas por debajo de la temperatura de proceso del petróleo crudo y así evitar que esta agua enfríe la corriente de petróleo crudo. El caudal del suministro de agua de lavado de cada sistema de dilución posee un control de flujo individual que lo mantiene al valor necesario para cumplir la especificación del petróleo crudo de salida. El sistema de control de flujo sirve para mantener el gasto de agua de lavado requerido; si hay cambios en el gasto de petróleo crudo, se deberá adaptar el sistema de control de flujo de agua de lavado para conservar una dilución de petróleo crudo satisfactoria.

Después de la adición de agua de lavado, la corriente pasa por un sistema de mezcla equipado con una válvula de control de presión diferencial, la mezcla se logra mediante un transmisor de presión diferencial que mide la presión diferencial de la válvula de control y mantiene la válvula de control en el punto de ajuste necesario para garantizar la mezcla total del agua producida residual del petróleo crudo con el agua de lavado. Al gasto de diseño del petróleo crudo, la cantidad de agua de lavado que se le agrega a la corriente de petróleo crudo puede ser de hasta diez veces el contenido del agua producida arrastrada desde el deshidratador junto con el petróleo crudo.

d) Sistema de reciclado de agua producida

La alimentación de agua de lavado de cada sistema de dilución de petróleo crudo también posee instalaciones para descargar el agua producida desde la salida de los dos desalinizadores DE-3102/3 agregados por medio de las bombas de agua de lavado de recirculación BA-3101/2. En caso de que falle el sistema de suministro de agua de lavado, estas bombas proporcionan agua producida reciclada a la corriente de petróleo crudo que entra a los desaladores.

Para que los desaladores funcionen de manera efectiva, la corriente de petróleo crudo que ingresa a los recipientes debe contener un mínimo del 5% (volumen) de agua para posibilitar la coalescencia electrostática de gotas de agua satisfactoria.

La salida del deshidratador debe ser inferior a 1% BS&W; el resto se debe compensar con agua de lavado. Debido a la adición de agua de lavado corriente arriba de los desaladores, el agua de salida normal de los desaladores será mucho menos salada que el agua que sale del deshidratador. Si se interrumpiera la producción de agua de lavado y se la reemplazaría por el agua reciclada proveniente de la salida de los desaladores, la salinidad del agua reciclada aumentaría poco a poco (porque el agua reciclada salda de los desaladores sustituye al agua de lavado no salada). Como resultado, el agua reciclada de salida de los desaladores sería efectiva por poco tiempo. Diluir el petróleo crudo con agua producida no diluida (del desalador) tendrá un efecto adverso en la salinidad del petróleo crudo de salida, aun si el desalador puede reducir los BS&W a menos del 0.50%.

e) Desalinizadores de petróleo crudo DE 3103/3

La corriente de petróleo crudo diluido que sale de cada sistema de mezcla ingresa a los desaladores (DE-3102/3), para que el caudal o gasto de petróleo crudo en cada desalador sea equitativo, la corriente de petróleo crudo que sale de los desalinizadores pasa por sistemas de control de flujo idénticos. Estos sistemas están formados por un sistema de control de presión (para mantener la presión operativa en los desaladores) y un sistema de control de flujo que modifica el punto de ajuste del sistema de control de presión para alcanzar el caudal requerido.

Después de pasar por los sistemas de control de flujo, las corrientes de petróleo crudo de los dos desaladores se combinan y se dirigen a los intercambiadores de calor de petróleo crudo/petróleo crudo (CH-3102A-F), los cuales enfrían el petróleo crudo con la corriente fría de agua producida y petróleo crudo de entrada) antes de que este circule por las bombas de salida de petróleo crudo.

f) Sistema de descarga de agua producida

Las corrientes de agua producida salen del deshidratador y de los dos desaladores con control de nivel individual de la interfaz petróleo-agua, se combinan y se envían a los intercambiadores de calor de agua producida/agua de lavado (CH-3104A/B) antes de pasar por el sistema de tratamiento de agua producida a una temperatura inferior a 80°C.

g) Muestreo de petróleo crudo en el deshidratador y desalinizadores

El deshidratador y los dos desaladores vienen equipados con instalaciones idénticas de muestro de petróleo crudo. Estas comprenden un total de cinco

puntos de muestro con válvulas instaladas a diferentes alturas en el armazón de los recipientes para conocer la composición de los fluidos en cada una de ellas (por encima y por debajo del nivel de la interfaz petróleo-agua). Los cinco puntos de muestro están unidos con manifold y desembocan, mediante un enfriador de muestras (SP 3101/2/3), en una disposición de puntos de muestreo. En el enfriador de muestras, se enfría la corriente del fluido de muestra por medio de una corriente de agua obtenida desde el sistema de agua de lavado corriente arriba de los precalentadores CH-3104A/B.

Para tomar muestras:

- Abrir las válvulas de muestreo lentamente.
 - Lavar las líneas de muestreo para expulsar los fluidos “muertos”
 - Realizar el lavado después de cada muestreo si se toman muestras en puntos de muestreo diferentes que terminan en un cabezal en común.
 - Guarde todas las muestras en un contenedor con tapa; coloque la muestra en un contenedor hermético adecuado o envíela de inmediato al laboratorio para analizar.
 - Todas las muestras se deben etiquetar con la información de muestras relevante.
- h) Sistema de eliminación de sólidos del deshidratador y los desalinizadores

El deshidratador y los dos desaladores poseen sistemas idénticos de eliminación de sólidos manuales. En cada uno, hay tres conexiones de entrada de lavado con chorro con válvulas. La corriente de agua de lavado con chorro se obtiene a partir del sistema de agua de lavado corriente debajo de los precalentadores CH-3104A/B. Se recomienda lavar cada sección por separado para minimizar el gasto de agua de lavado con chorro y lodo. Los sólidos suelen salir del recipiente junto con el agua producida mediante las líneas de salida de agua producida.

Como alternativa de la salida de sólidos del recipiente mediante la línea de salida de agua producida, se sugiere realizar conexiones de tubería temporales con las boquillas de drenaje N13A/B del recipiente y direccionar la tubería a un destino aprobado para drenar el chorro de arena. Como se estima que el agua que sale del recipiente supere el punto de ebullición, el diseño del sistema estará sujeto a una evaluación de riesgos y se debe llevar a cabo de conformidad con el sistema de permisos de trabajo.

La frecuencia del lavado con chorro de agua de lavado depende de la cantidad de sólidos que haya en las corrientes de entrada. Si los sólidos salen con el agua

producida, es posible que se acumulen en los intercambiadores de calor CH-3104A/R Y CH-3101A-D.

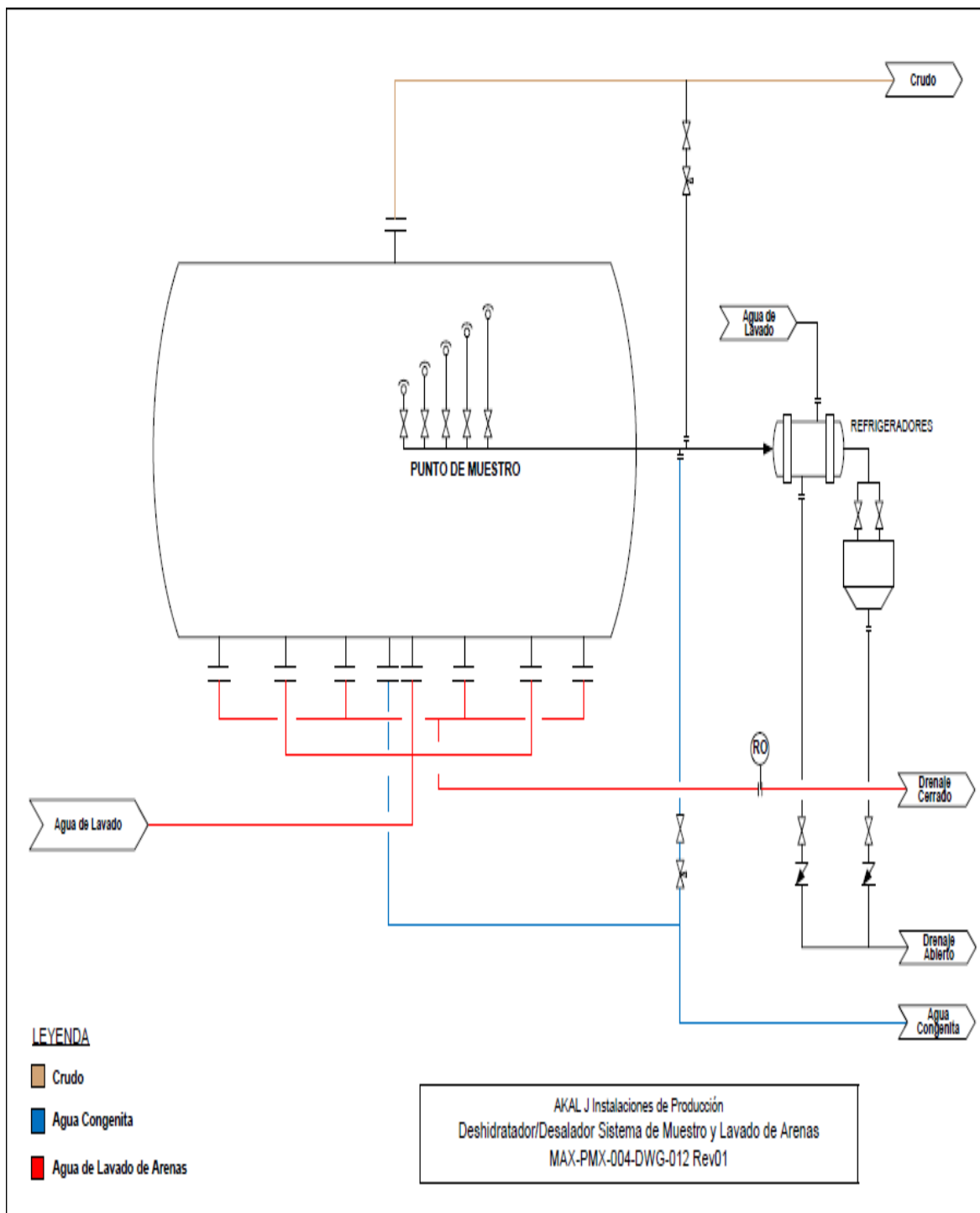


Figura No. 4.21 Sistemas de muestreo y desarenado

- i) Sistema de control de nivel de la interfaz petróleo-agua del deshidratador y los desaladores

En el deshidratador y los desaladores, el nivel de la interfaz petróleo-agua se mantiene mediante un sistema de control de nivel que recibe la señal emitida por el transmisor de nivel integrado a él. La salida del sistema de control de nivel se envía a una válvula de control de nivel en la línea de salida de agua producida. Otro transmisor de nivel de la interfaz petróleo-agua proporciona una señal de alarma de nivel bajo. Las dos señales de salida de los transmisores de nivel de la interfaz están monitoreadas para garantizar lecturas idénticas. Cualquier discrepancia entre ellas se debe registrar e investigar. Además, hay un tercer transmisor de nivel que monitorea el incremento de gas en la parte superior del recipiente y emite una señal de alarma si la profundidad de la fase de gas excede los 100 mm por debajo de la parte superior del recipiente.

4.6.1.3 Funcionamiento normal del proceso

4.6.1.3.1.1. Condiciones operativas normales

A continuación las condiciones operativas normales del sistema de deshidratación y desalinización se describen en las siguientes tablas.

Condición	Unidades	Condiciones máx/norm/min
Temperatura operativa	°C	140/130/120
Presión operativa	Kg/cm ² g	Determinada por la presión operativa del desalador y la presión diferencial de la válvula de mezcla de agua de lavado.
Nivel operativo de petróleo-gas	mm por encima del fondo interior del recipiente	4,267/4,267/4,167 (el recipiente debe estar siempre inundado)
Nivel de la interfaz petróleo-agua	mm por encima del fondo interior del recipiente	985/839/675 (punto de disparo de nivel bajo= 475)
Gasto de petróleo crudo	BPD	200,000
Gasto de agua producida	% de BS&W (VOL)	25/25/5
Agua en petróleo del (emulsión)	% de BS&W (VOL)	<1%

petróleo crudo de salida		
Petróleo en agua del agua producida de salida	Ppm (VOL)	<2,000

Tabla N° 4.5. Deshidratador de petróleo crudo DE-3101

Condición	Unidades	Condiciones máx. /norm/ mín
Temperatura operativa	°C	140/130/120
Presión operativa	Kg/cm ² g	10.51
Nivel operativo de petróleo-gas	mm por encima del fondo del recipiente	4,267/4,267/4,167 (el recipiente debe estar siempre inundado)
Nivel de la interfaz petróleo-agua	mm por encima del fondo interior del recipiente	985/839/675 (punto de disparo de nivel bajo= 400)
Gasto de petróleo crudo	BPD	>/100,000/-
Gasto de agua de lavado	BPD	10,000/10,000/5,000
Gasto reciclado de agua producida	BPD	5,825/0/0
Agua en petróleo (emulsión) del petróleo crudo de salida	% de BS&W (VOL)	<0.50
Contenido salino del petróleo crudo de salida	PTB (LIBRAS/1000 BBL)	<50
Petróleo en agua del agua producida de salina	Ppm (VOL)	<2,000

Tabla N° 4.6. Desalinizadores de petróleo crudo DE-3102/3

Condición	unidades	Condiciones máx/norm/mín
Temperatura operativa	°C	140/130/120
Presión operativa	Kg/cm ² g	Determinada por la presión operativa del desalador y la presión diferencial de la válvula de mezcla de agua de dilución
Gasto de petróleo crudo	BPD	>/100,000/-
Gasto de agua de lavado	BPD	10,000/10,000/5,000
Gasto del agua	BPD	5,825/0/0

producida (proveniente de la salida de agua producida del desalador)	reciclada de la del	
Presión diferencial de la válvula de mezcla	Kg/cm ²	0.35/0.35/0.35

Tabla N° 4.7. Sistema de mezcla de agua de lavado del desalinizador

Condición	Unidades	Condiciones máx/norm/mín
Temperatura operativa	°C	140/130/120
Presión de succión	Kg/cm ² g	10.51
Gasto	BPD	5,825
Presión diferencial	Kg/cm ² g	2.33

Tabla N° 4.8. Bombas de reciclado de agua producida del desalinizador BA-3101/2

4.6.1.3.1.2. Arranque

Se deben contemplar diferentes situaciones de arranque:

- Arranque después de una parada planeada y del primer engrasado
- Arranque en frío después de una parada no planeada
- Arranque en caliente después de una parada no planeada

El arranque después de una parada planeada y el arranque en frío después de una parada no planeada son iguales, excepto por el llenado inicial del sistema de petróleo crudo.

Antes de llenar el sistema, los siguientes servicios y sistemas periféricos se deben poner en marcha y deben estar preparados para funcionar:

- Sistemas de inyección de químicos en el petróleo crudo (TQ-3900)
- Sistema de limpieza de intercambiadores de calor en el lugar (ZZZ-3901)
- Sistemas y bombas de salida de petróleo crudo (TBCU-01/02/03/04/05)
- Sistemas de servicio (energía, aire de planta y de instrumentos)
- Sistemas de drenaje y alivio por ventilación
- Sistemas de control y parada del proceso
- Sistema de petróleo caliente

Sistema de Deshidratación de Crudo Pesado en Akal J

- Sistema de agua de lavado
- Sistemas de tratamiento y eliminación de agua producida

Cuando el sistema está lleno con gas se purga, los fluidos del proceso se introducen en el sistema en etapas, de forma controlada.

A medida que la presión en cada equipo alcanza los 5 kg/cm²g, purgue el sistema mediante los respiradores elevados. Se deben abrir las válvulas de aislamiento manual de entrada para llenar el sistema de petróleo crudo en el siguiente orden:

1. Intercambiadores de calor de petróleo crudo/agua producida del extremo del tubo (CH-3101A-D)
2. Intercambiadores de calor de petróleo crudo/petróleo crudo del extremo del tubo (CH-3102A-F)
3. Intercambiadores de calor de petróleo crudo/petróleo crudo caliente del extremo del tubo (CH-3103A-C)
4. Deshidratador (DE-3101)
5. Desalador (DE-3102)
6. Desalador (DE-3103)
7. Intercambiadores de calor de petróleo crudo/petróleo crudo del extremo del armazón (CH-3102A-F)
8. Tuberías de succión de las bombas de salida de petróleo crudo (TBCRU-01/05)

Cuando finalice la operación de llenado, cierre la válvula de parada de entrada XV-3101.

4.6.1.3.1.3. Arranque en frío después de una parada planeada y no planeada

El arranque en frío es el arranque de la instalación de Akal J cuando está llena con petróleo crudo a una presión baja a temperatura ambiente <5 kg/cm²g. Se puede proceder al arranque únicamente después de investigar el motivo de la parada no planificada y resolver los problemas.

A continuación se describen los pasos necesarios para obtener un gasto inicial de 100,000 BPD de petróleo:

- ✓ Abra la válvula de accionamiento encendido-apagado XV-3101 y presurice el sistema de petróleo crudo ajustando de forma manual el controlador del patín reductor de presión de 0 a 15 kg/cm²g.
- ✓ Arranque las bombas de salida de petróleo crudo TBCRU-01/05.
- ✓ Ponga en automático las válvulas de mezcla PDV-3101/2 de los desaladores.

- ✓ Verifique la integridad del sistema en la condición de arranque inicial.
- ✓ Ajuste el sistema.
- ✓ Inicie la inyección de desemulsionante y asfáltenos.
- ✓ Comience agregar agua de lavado a los desaladores.
- ✓ Active el flujo de crudo caliente a los calentadores de petróleo caliente CH-3103A/B/C; ajuste manualmente los controladores de temperatura para garantizar una velocidad de calentamiento de petróleo crudo de 0.30 ° por hora para evitar el choque de temperatura en el sistema.
- ✓ Energice los sistemas de mallas electrostáticas del deshidratador y los desaladores.
- ✓ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.
- ✓ Aumente el caudal a 150,000 BPD de petróleo en incrementos de 10,000 BPD de crudo por hora.
- ✓ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.
- ✓ Aumente el caudal a 200,000 BPD de petróleo en incrementos de 10,000 BPD de crudo por hora.
- ✓ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.

4.6.1.3.1.4. Arranque en caliente después de una parada no planeada

El arranque en caliente se debe implementar si el sistema se ha disparado pero está preparado para volver a arrancar antes de que se enfriara a condiciones ambientales. Solo se debe volver a arrancar el sistema después de investigar y resolver el motivo del disparo. Cuando se dispara el sistema de petróleo crudo, sucede lo siguiente:

- La válvula accionada de entrada X-3101 se dispara y detendrá el flujo de entrada en la plataforma Akal J.
- Las válvulas de control TV-3111/2/3 (suministro de petróleo caliente) de los intercambiadores de calor de petróleo caliente CH-3103A/B/C se cerraran y se abrirá la válvula de control FV-3201 (deriva petróleo caliente).
- Las válvulas de control de salida del crudo PV-3110/1 de los desaladores se cerraran.

- Las bombas de petróleo crudo de salida TBCRU-01/-05 se detendrán (de forma manual después de que se genere la solicitud de parada en el sistema de control).
- Las bombas de agua producida BE 3103A/B/C se detendrán.
- Las bombas de reciclado de agua producida BA-3103^a/B de los desaladores se detendrán (si está en marcha).
- Las válvulas de suministro de agua de lavado FV-3109/10 se cerraran.
- Las bombas de transferencia de agua de lavado BA-3312A/B se detendrán.
- La válvula de salida XV-3318720 del paquete de membrana de osmosis inversa (BA-3310A/B) se cerrara, por lo cual se abrirán las válvulas de descarga al mar PV-3318/20.
- Se interrumpirá la energía al deshidratar y los desaladores; se detendrán las bombas de inhibidores de desemulsionante y asfáltenos.

El sistema se arranca a un gasto inicial de 100,000 BPD, con un aumento del gasto hasta llegar al gasto máximo de 200,000 BPD. Antes del arranque se deben establecer los modos del controlador ya sea manual o automático, y los puntos de ajuste conforme con los manuales de instalación, funcionamiento y mantenimiento. A continuación se describen los pasos necesarios para obtener un gasto inicial de 100,000 BPD de petróleo:

- ❖ Abra la válvula de accionamiento encendido-apagado XV-3101 y presurice el sistema de petróleo crudo ajustando de forma manual el controlador del patín reductor de presión de 0 a 15 kg/cm²g. OBSERVACIÓN: configure el punto de ajuste del controlador de presión poco a poco para evitar picos de presión corriente abajo.
- ❖ Arranque las válvulas de salida de petróleo crudo TBCRU-01/05.
- ❖ Ponga en automático las válvulas de mezcla PDV-3101/2 de los desalinizadores.
- ❖ Inicie la inyección de desemulsionante y asfáltenos.
- ❖ Comience a agregar agua de lavado a los desaladores.
- ❖ Active el flujo hacia el sistema de tratamiento de agua producida (PWT, por sus siglas en inglés).
- ❖ Active el flujo de petróleo caliente a los calentadores de petróleo caliente CH-3103A/B/C y deje que la temperatura del sistema de petróleo crudo se estabilice en 130 °C.
- ❖ Energice los sistemas de mallas electrostáticas del deshidratador y los desaladores.
- ❖ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.

- ❖ Aumente el caudal a 150,000 BPD de petróleo en incrementos de 10,000 BPD de petróleo por hora.
- ❖ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.
- ❖ Aumente el caudal a 200,000 BPD de petróleo en incrementos de 10,000 BPD de petróleo por hora.
- ❖ Monitoree y optimice el comportamiento del sistema; tome muestras manuales para confirmar que el sistema cumpla las especificaciones de petróleo crudo y agua producida deseadas.

4.6.1.3.1.5. Monitoreo de condiciones

El monitoreo de condiciones consiste en supervisar las condiciones de proceso descritas en la tabla no. 4.5.

#	Condición	Punto de medición
1	Temperatura operativa del deshidratador y los desaladores	Medidor de temperatura de cada recipiente
2	Gastos del fluido de entrada del deshidratador y los desaladores	Transmisores indicadores de flujo en la salida de los calentadores CH-3103A/B/C
3	Gastos de salida del petróleo crudo en el deshidratador y los desaladores	Transmisores de flujo en las líneas de salida del petróleo crudo del deshidratador y los desaladores
4	Gastos de salida del agua producida del deshidratador y los desaladores	Transmisores de flujo en las líneas de salida de agua producida del deshidratador y los desaladores
5	Contenido de agua en petróleo del petróleo crudo de salida	Analizador en la línea de entrada del patín reductor de presión
6	Contenido de agua en petróleo del petróleo crudo que sale del deshidratador y los desaladores.	Analizadores de agua en petróleo en la línea de salida del petróleo crudo del deshidratador y los desaladores.
7	Contenido de petróleo en agua del agua producida que sale del deshidratador y los desaladores	Tome una muestra de petróleo en agua en la entrada de los hidrociclones para analizar.
8	Niveles de la interfaz de petróleo-agua del deshidratador y los desaladores	Transmisores indicadores de nivel de la interfaz petróleo-agua.
9	Velocidad de inyección del desemulsionante en las entradas del deshidratador y los desaladores	Determine el gasto de inyección de químicos en la bomba de inyección del desemulsionante.

10	Velocidad de inyección del inhibidor de asfáltenos en el deshidratador y los desaladores	Determine el gasto de inyección de químicos en la bomba de inyección del inhibidor de asfáltenos.
-----------	---	--

4.6.1.3.1.6. Parada

En especial para la parada planeada, se detiene el suministro de petróleo caliente al calentador de crudo para reducir la temperatura. Durante este periodo, el crudo fuera de las especificaciones se debe enviar a la salida, ya que no hay otra ruta disponible.

Las paradas no planeadas se deben a la alteración del proceso y a que el inventario está bloqueado en el sistema de proceso. Para volver a arrancar la planta, es necesario eliminar las alteraciones del proceso. Si decide ejecutar una parada es necesario enfriar el fluido de proceso; para ello, puede dejar que se enfríe solo a condición ambiente o puede seguir el procedimiento de parada estándar luego de un arranque corto.

Hay algunos riesgos importantes que se deben tener en cuenta al iniciar las paradas, y para controlar y estabilizar la planta de proceso de forma segura:

a) Pérdidas de presión en el deshidratador y los desaladores

Con las temperaturas operativas normales (130°C) muy por encima del punto de ebullición del agua (incluso el agua bastante salada), corre el riesgo de que el brazo de agua en los recipientes principales hierva mientras se deja reducir la presión. Debido a que la salinidad aumenta el punto de ebullición levemente (+2.50 °C a 120,000 ppm), será necesario reducir la presión, antes de que el agua salina comience a bullir.

b) Pérdida de niveles de la interfaz petróleo-agua en el deshidratador y los desaladores

La pérdida de la interfaz de agua con petróleo hará que los elementos electrostáticos no funcionen en la parte correcta de la fase de petróleo dentro de los recipientes y provocará que la parte de la fase de agua de la emulsión no haga contacto con el campo eléctrico. A partir de eso se deduce que es probable que el comportamiento del petróleo en agua sea diferente (es decir, mucho petróleo en agua) y transmita presión adicional a los hidrociclones para limpiar el agua producida para la descarga.

- c) Aumento del contacto de petróleo-agua en el deshidratador y los desaladores

El aumento del nivel de la interfaz petróleo-agua expondrá las placas inferiores al agua libre, lo cual reducirá y quizá incrementará el agua residual en la salida de petróleo de ese recipiente. Esto transmitirá presión a los desaladores (si el deshidratador está afectado) o evitara que se cumpla la especificación de calidad del crudo de salida en caso de que haya un aumento excesivo del nivel de la interfaz en los desaladores.

4.6.1.4. Variaciones de los parámetros operativos

4.6.1.4.1.1. Condiciones de diseño

El gasto de diseño del sistema de procesamiento de petróleo crudo es de 200,000 BPD de petróleo crudo más un corte de agua nominal del 25% (hasta el 33% en condiciones transitorias), sin considerar los 20 MWBD de agua de lavado agregado. La densidad nominal del petróleo crudo es 19-21 °API. Todos los equipos están diseñados para esta condición operativa. De modo que el deshidratador y los desaladores alcanzaran el comportamiento de separación necesario que se describe abajo:

- i. Petróleo crudo que sale del desalador: posee menos del 0.50% BS&W, un contenido salino inferior a 50 PTB y una temperatura de descarga (salida de los intercambiadores de calor CH-3102A-F) de 90°C.
- ii. Agua producida que sale del deshidratador y los desaladores: posee menos de 1,000 ppm de petróleo en agua y una temperatura de descarga (salida de los intercambiadores de calor CH3101A-D) de 80°C.

4.6.1.4.1.2. Condiciones de alteración

Las desviaciones de BS&W de entrada, densidad API del petróleo, flujo del agua de lavado, etc. pueden afectar el comportamiento de la plataforma pero no provocaran la parada de la instalación. Además, las fallas en el sistema o el equipo de proceso pueden impedir el cumplimiento de la especificación de petróleo crudo y agua producida o pueden requerir la disminución del gasto para cumplir la demanda del producto determinada.

Se espera que cualquier cambio pequeño, como un cambio en las propiedades del fluido, gasto del petróleo o contenido de agua producida, se adaptara mediante el sistema de control de proceso de los intercambiadores de calor, el cual regulara el flujo de petróleo caliente a los intercambiadores de calor CH-3103A-C a fin de

conservar la temperatura del fluido del proceso a 130°C para ingresar al deshidratador.

La otra variable que influencia el cumplimiento de la especificación de salida del crudo es la adición de agua de lavado. Esto permite que las operaciones admitan las variaciones de entrada de las plataformas de suministro corriente arriba en cuanto al flujo y al contenido de agua en cierto modo.

Si aumentan los bloqueos de agua libre en las líneas de flujo de suministro y llegan en cantidades sustancialmente superiores al 25-33% de diseño nominal durante un periodo sostenible, se verá reducir el flujo de entrada para contemplar la posibilidad de que inunde el brazo de agua en le deshidratador.

Las dos plataformas de la alimentación de entrada pueden producir crudos de propiedades muy diferentes y aunque el aumento de la densidad API del crudo se puede adaptar de forma bastante razonable, la reducción de la densidad del crudo hasta un valor aproximado al crudo más pesado (14 °API) crearía dificultades de entrada considerables en el proceso.

El contacto cercano con las plataformas corriente arriba, y sus planes operativos y de mantenimiento es esencial para planear de antemano los límites procesales con los que se debe lidiar.

Las condiciones de arranque en frío de una plataforma de suministro pueden originar requisitos de calor sustanciales en el sistema de precalentamiento del proceso. Si esto se combina con un bloqueo de agua fría acumulado en la línea marina de Akal J, pueden sugerir problemas importantes hará los cuales sería necesario enfocarse sobre todo en los requisitos de inyección de inhibidor de emulsión y en la administración del calor para minimizar la interrupción del proceso.

4.6.1.5. Solución de problemas

Existen interfaces en el funcionamiento complejo de un campo como el campo Cantarell y su impacto en una plataforma de proceso como Akal J exige la comprensión de lo que ha sucedido corriente arriba y si la planta puede adaptar esos impactos a las funciones deshidratantes y desaladas de Akal J.

Los cambios en el funcionamiento de un campo petrolero con frecuencia causan la inestabilidad de las operaciones de procesamiento, por lo cual siempre hay dos tipos de niveles de interrogante que deben seguir en paralelo:

- ✓ Tipo y magnitud del evento corriente arriba
- ✓ Cambio en los parámetros de procesamiento en planta de Akal J

Ambos pueden provocar alteraciones o inestabilidad para enviar el petróleo crudo de salida y quizá se deba intervenir el proceso más allá de la que puede lograr un sistema de control automático independiente de características normales.

La magnitud y el rango de las posibles variaciones no se pueden abordar por completo en un manual de capacitación, pero si se pueden tratar aquí los principios de solución de problemas de manera efectiva:

4.6.1.5.1.1. Eventos corriente arriba

Las instalaciones de producción corriente arriba de Akal J dependerán de las condiciones de alteración que puedan afectar las instalaciones de producción de Akal J. algunos ejemplos son:

- Cambios en el gasto de alimentación, la composición de fluidos y el tratamiento químico.
- Cualquier cambio en las actividades corriente arriba, como reparaciones de pozos, aditivos de fondo de pozo diferentes, corrida de herramientas de limpieza e inspección (pigging) de tuberías.
- Es habitual que el control de proceso automático asimile las fluctuaciones menores. Estas no se detallan aquí, ya que como resultado seguirá vigente la especificación de salida del petróleo crudo.

Si se espera una inestabilidad considerable en el proceso de Akal J, será necesario prepararse para recibir la condición de alteración transitoria del proceso corriente arriba. Se deben contemplar las consecuencias de la condición de alteración transitoria y evaluar las intervenciones pertinentes para manejar la inestabilidad de forma controlada.

4.6.1.5.1.2. Eventos en Akal J

Las condiciones operativas normales para la planta de proceso de Akal J están diseñadas para funcionar al 100% de las condiciones de diseño de manera sostenible. No obstante, cuando se requiere mantenimiento o cuando la falla en la planta y los equipos de la planta de Akal J originan la inestabilidad del proceso, el control de operaciones debe servir para volver a estabilizar las operaciones y la calidad de salida.

Los servicios periféricos y centrales de los recipientes y procesos de deshidratación y desalado principales también pueden tener consecuencias importantes y se deben intervenir como corresponde.

4.6.1.5.1.3. Solución de problemas en los deshidratadores y los desaladores

Para conocer las pautas de solución de problemas específicos del área el deshidratador y desalador en cuestión; acerca de un comportamiento deficiente (incumplimiento de la especificación de salida del petróleo crudo y la especificación de petróleo en agua del agua producida de salida), es importante consultar los manuales de funcionamiento del equipo con los proveedores.

Síntoma	Investigación	Medida correctiva
Altos BS&W de descarga del deshidratador y desaladores	Tomar muestras manuales en diferentes ubicaciones del sistema de proceso. Corriente arriba o corriente abajo del deshidratador. Corriente debajo de cada válvula de mezcla y década desalador.	Así, podrá saber dónde se ubica la separación deficiente. Luego, lleve a cabo las investigaciones siguientes para esa ubicación específica.
	Revisar la temperatura operativa	Revisar el intercambiador de calor de petróleo crudo/aceite caliente.
	Verificar que el gasto de entrada no exceda los límites de diseño	Si el gasto supera los límites de diseño, revisar los controladores de flujo de descarga de los desaladores y, si es necesario póngalos en manual y reduzca el flujo.
	Revisar que el corte de agua de entrada de la instalación sea <25%	Si el corte de agua de entrada es superior al 25% y no se pueden alcanzar los BS&W, comuníquese con el personal corriente arriba para investigar el motivo y reducir el corte de agua por debajo del 25%
	Asegurar de que se mantenga el nivel de la interfaz	Verificar el LIC y las LCV estén funcionando de forma correcta; para ello, compare el nivel de la interfaz con el nivel identificado por los perfiladores y active la derivación manual si es necesario.
	Revisar si el gasto de agua de lavado coincide con el 10% del	Aumentar o disminuir el nivel de agua de lavado para

Sistema de Deshidratación de Crudo Pesado en Alkal J

	gasto petróleo crudo.	cumplir el requisito del 10%
	Verificar que el índice de dosificación del desemulsionante sea correcto	Vuelva a calibrar las bombas de dosificación de desemulsionantes para alcanzar el índice de dosificación apropiado.
Altos BS&W de descarga del deshidratador o desalador	Confirmar que las mallas coalescentes estén activas y configuradas según las características correctas, conforme con las directrices del proveedor.	Restablecer la energía a las mallas y modifique las configuraciones, según sea necesario.
	Verificar que no hay incremento de gas en el deshidratador y los desalinizadores. En primer lugar, revise el transmisor de nivel y abra la válvula de venteo para confirmar.	Si existe gas, purgue el sistema hasta que vuelva a estar lleno de líquido.
Concentración salina de descarga alta	Revisar si el gasto de agua de lavado coincide con el 10% del gasto de petróleo crudo.	Aumentar o disminuir el nivel de agua de lavado para cumplir el requisito del 10%
	Revisar que la presión diferencial de la válvula de mezcla sea de 0.35 kg/cm ²	Si la presión diferencial no equivale a 0.35 kg/cm ² , revise el controlador PDIC. Si es necesario, ajuste la válvula de forma manual hasta alcanzar 0.35 kg/cm ²
	Revisar si la concentración salina del agua de lavado es <500 ppm.	Consultar la solución en problemas de agua de lavado.

4.7. Tratamiento de aguas producidas

4.7.1.1. Descripción y Teoría del Sistema PWT (Tratamiento de Aguas Producidas)

El agua aceitosa producida del proceso de deshidratación y desalación es canalizada hacia el sistema de tratamiento de aguas producidas, donde se le reduce la emulsión (O/W) a niveles apropiados para su desecho seguro y sin daños al ambiente. Las aguas producidas separadas por el sistema de deshidratación y desalado de Akal J son bombeadas a la plataforma Akal TJ (plataforma enlazada con el puente) donde son procesadas y tratadas por el nuevo sistema de tratamiento de aguas producidas antes de ser descargadas y tratadas por el nuevo sistema de tratamiento de aguas producidas antes de ser descargadas por la borda. Además, las aguas producidas podrían ser reinyectadas desviándolas del sistema de PWT. En la figura no. 4.22 se muestra como interactúa el sistema de aguas producidas con el sistema de deshidratación y desalado.

Para el tratamiento por separado de las aguas producidas y las aguas de lavado extraídas del crudo en el Deshidratador DE-3101 y los Desoladores DE-3102/3 se emplean dos tecnologías:

- Hidrociclones
- Unidades de Flotación Compactas

Además, el aceite extraído del agua en los sistemas antes mencionados (en forma de corriente de agua rica en aceite) es procesado en un desgasificador, en el que se recupera el aceite y se reciclan las aguas producidas hacia la entrada del deshidratador.

Hidrociclones

Los hidrociclones usan altas fuerzas “g” y densidad diferencial entre el aceite y el agua para lograr la separación física de los fluidos. Este proceso tiene lugar en el revestimiento del hidrociclón (figura no. 4.23). La corriente de agua y el aceite arrastrado ingresan en el revestimiento del hidrociclón por una entrada tangencial que hace girar los fluidos hacia la salida. El vórtice creado por las altas fuerzas “g” impulsa los componentes más livianos (aceite) hacia el vórtice central desde donde son extraídos por la selección de desecho (figura no. 4.24) removiendo el componente de alta densidad (agua) por la salida.



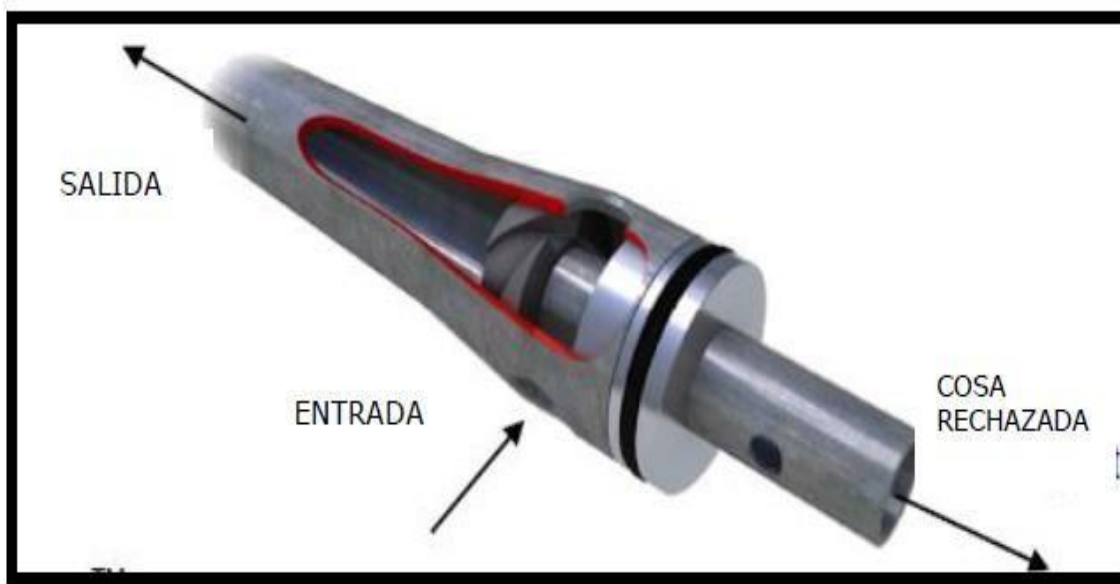


Figura No. 4.23 Revestimiento del hidrociclón

El revestimiento de los hidrociclones está instalado dentro de un recipiente a presión que comprende una sección de entrada (donde el agua aceitosa ingresa por la entrada tangencial de los hidrociclones), una sección de descarga de agua producida limpia y una sección de desecho de agua aceitosa. El agua limpia sale por la boquilla de salida y corriente de agua aceitosa separada sale por la boquilla de desecho (figurano. 4.25). Nótese que la corriente se rechazó pasa por un agujero muy pequeño al salir del revestimiento del hidrociclón (generalmente de 3mm de diámetro) el cual podría bloquearse con salidos presentes en la corriente de agua producida. Por esta razón, los hidrociclones están equipados con un sistema de retrolavado que puede revertir el flujo por la corriente de desecho y liberar los sólidos atrapados, al abrir la válvula de aislamiento de retrolavado y cerrar la válvula de control de aceite de desecho, una corriente de agua producida se desvía hacia la línea de desecho y luego a través del orificio de aceite de desecho (en dirección opuesta al flujo normal) hacia el revestimiento de hidrociclón, saliendo del recipiente de hidrociclón con la corriente de salida de agua producida.

El control de las dos descargas se logra manejando las presiones diferenciales entre la corriente de entrada y la corriente de desecho y entre la corriente de entrada y la corriente de salida de agua; las fuerzas 'G' en general igualmente requieren de un diferencial adecuado para lograr una separación efectiva.

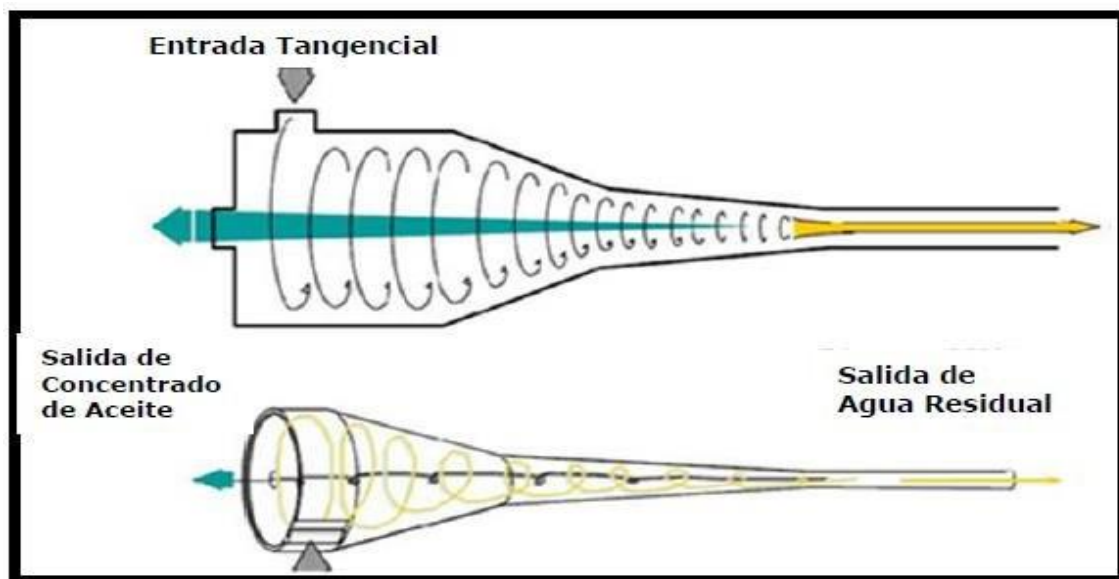


Figura No. 4.24 Principio de Operación de Hidrociclón



Figura No. 4.25 Distribución del Recipiente del Hidrociclón

El sistema de control del hidrociclón presente en Akal TJ se describe en la figura no. 4.26. Se requiere para lograr una presión diferencial entre la corriente de salida y la corriente de entrada, la cual es por lo general 1.5 – 2.0 veces la presión diferencial entre la corriente de entrada y la corriente de agua producida limpia. Esta característica del hidrociclón se conoce como la “relación de presión diferencial”. Como se puede ver, la posición de la válvula de control en la corriente

de desecho es establecida por la presión diferencial entre las corrientes de salida y de desecho, la cual es calculada por el controlador de relación de presión diferencial PDRIC. Por consiguiente, si un cambio en el caudal por el hidrociclón causa que la válvula de control de salida del agua producida cambie de posición para mantener la presión de salida para mantener la presión de entrada, el cambio resultante en presión diferencial restablecerá la presión diferencial de la corriente de entrada y de desecho para igualar el punto de referencia del PDRIC, modulando en consecuencia la válvula de control de desecho. De esta forma, se mantiene la relación de presión diferencial bajo condiciones de flujo variables.

Unidades de flotación Compactas (CFU)

Las Unidades de Flotación Compactas (CFU), figura no. 4.27; extraen el aceite residual que sale del hidrociclón (<400 ppm) con el agua producida. Por lo general, estas unidades pueden lograr una eficiencia de remoción de aceite de hasta 15 ppm permitiendo descargar el agua producida por la borda o en un acuífero o yacimiento.

Las CFU usan el principio de flotación (diferencia de densidad entre el aceite y el agua) para causar que las gotas de aceite se separen del agua producida y formen una capa de espuma o de agua aceitosa en la superficie del agua producida. Este proceso se realiza inyectando una corriente de burbujas de gas en la corriente de agua producida. Las burbujas de gas se adhieren a las gotas de aceite dispersas aumentando su flotabilidad y de esta manera contribuyendo a mejorar el rendimiento del proceso de separación.

Desgasificador

Los desgasificadores (figura no. 4.28) separan una corriente de agua producida con contenido de gas y gotas de aceite arrastrados, dividiéndola en corrientes separadas de agua producida, aceite y gas. El proceso de separación utilizado es la flotación (similar a las CFU), por medio del cual las burbujas de agua arrastradas con el agua producida por un proceso de espumado.

Los desgasificadores pueden ser obtenidos en una serie de configuraciones y orientaciones y pueden diseñarse para el tratamiento de una gran gama de gases, contenido de aceite, contenido de gas y para lograr varios niveles en la calidad del rendimiento de separación.





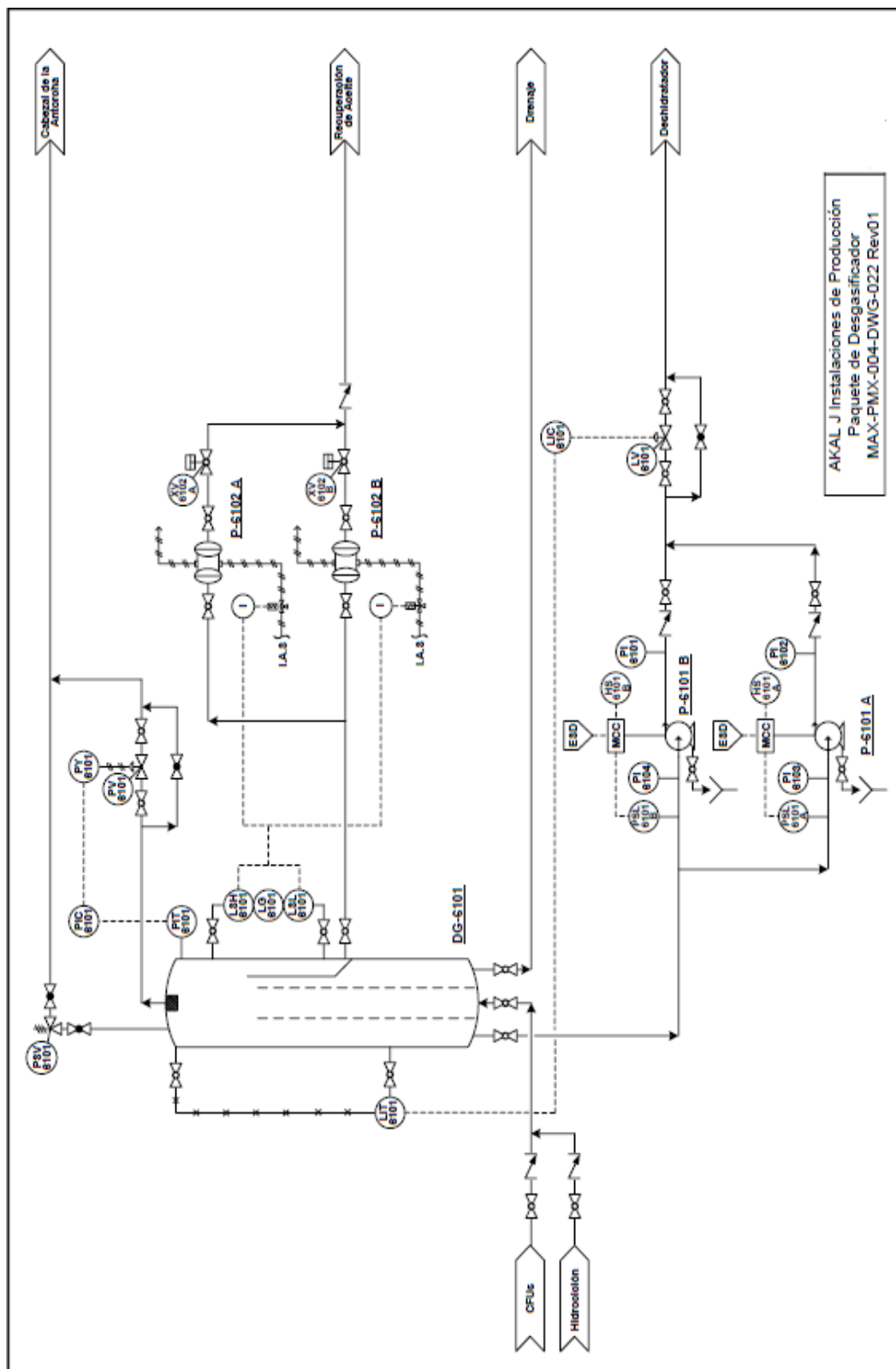
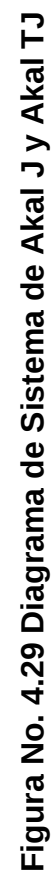


Figura No. 4.28 Esquema de Control del Degasificador de Alkal TJ

4.7.1.2. Tratamiento de aguas Producidas (PWS) de Akal J

En Akal J el agua producida separada en el deshidratador y en los desalinizadores fluye a través de los precalentadores de agua de disolución CH-3104A-R y los precalenatdores de agua de disolución CH-3101A-D y es luego canalizada hacia las bombas de transferencia de agua producida BA-3103A/B/R las cuales canalizan los fluidos hacia el sistema de tratamiento de aguas producidas.

El sistema de tratamiento de aguas producidas (PWT) está diseñado para tratar aguas producidas por hasta 25% del gasto bruto de Akal J, DE 267,000 BFPD (por consiguiente, el gasto de agua producida es de 67,000 BWPD) más hasta 20,000 BWPD de agua de lavado agregada a esta corriente durante el proceso de desalado de crudo (para alcanzar el contenido de sal requerido pata el crudo de exportación). El agua producida es tratada en dos etapas para lograr el nivel de la emulsión de 15 ppm requerido para su desecho. La corriente de aceite de desecho (que comprende una corriente de agua aceitosa), es separada en dos: una corriente de agua es reciclada hacia la entrada del deshidratador. La corriente de aceite es canalizada hacia el sistema de recuperación de crudo.



4.8. Procesamiento de lavada con agua

Para lograr la especificación de petróleo crudo de exportación de las instalaciones de producción Akal J el petróleo crudo se debe deshidratar y desalinizar. Entre las etapas de deshidratación y desalinización es necesario agregar agua (lavado) de dilución al petróleo crudo para reducir la salinidad del agua producida y de este modo lograr la especificación de petróleo crudo de exportación.

En las instalaciones de producción Akal J el agua (lavado) de dilución se produce del agua de mar al utilizar la secuencia de procesos que se muestran a continuación.

- Filtración Gruesa (Colador)
- Filtración Fina (Ultrafiltración)
- Desoxigenación (Mecánica y Química)
- Desalinización (Ósmosis Inversa)

En el proceso anterior el mantenimiento saludable de la membrana de ósmosis inversa (RO) es sumamente importante desde el punto de vista de disponibilidad y confiabilidad. Se requiere el pre tratamiento adecuado para el agua de alimentación suministrada a la membrana de ósmosis inversa RO para maximizar la eficiencia y vida del elemento de membrana; y para garantizar una operación libre de problemas. Los requerimientos del pre tratamiento son:

- ✓ Remoción de los sólidos suspendidos que pueden tapar o bloquear la superficie de la membrana
- ✓ Prevención del crecimiento biológico en la superficie de la membrana.
- ✓ Prevención de la formación de incrustaciones en la superficie de la membrana durante la concentración de la alimentación.
- ✓ Remoción de biocidas oxidantes (por ejemplo cloro) que pueden dañar la membrana.
- ✓ Presurización conforme se requiera para lograr la separación por nano filtración.

Las instalaciones de lavador por agua para el Proyecto Akal J están diseñadas para lograr todos los objetivos anteriores

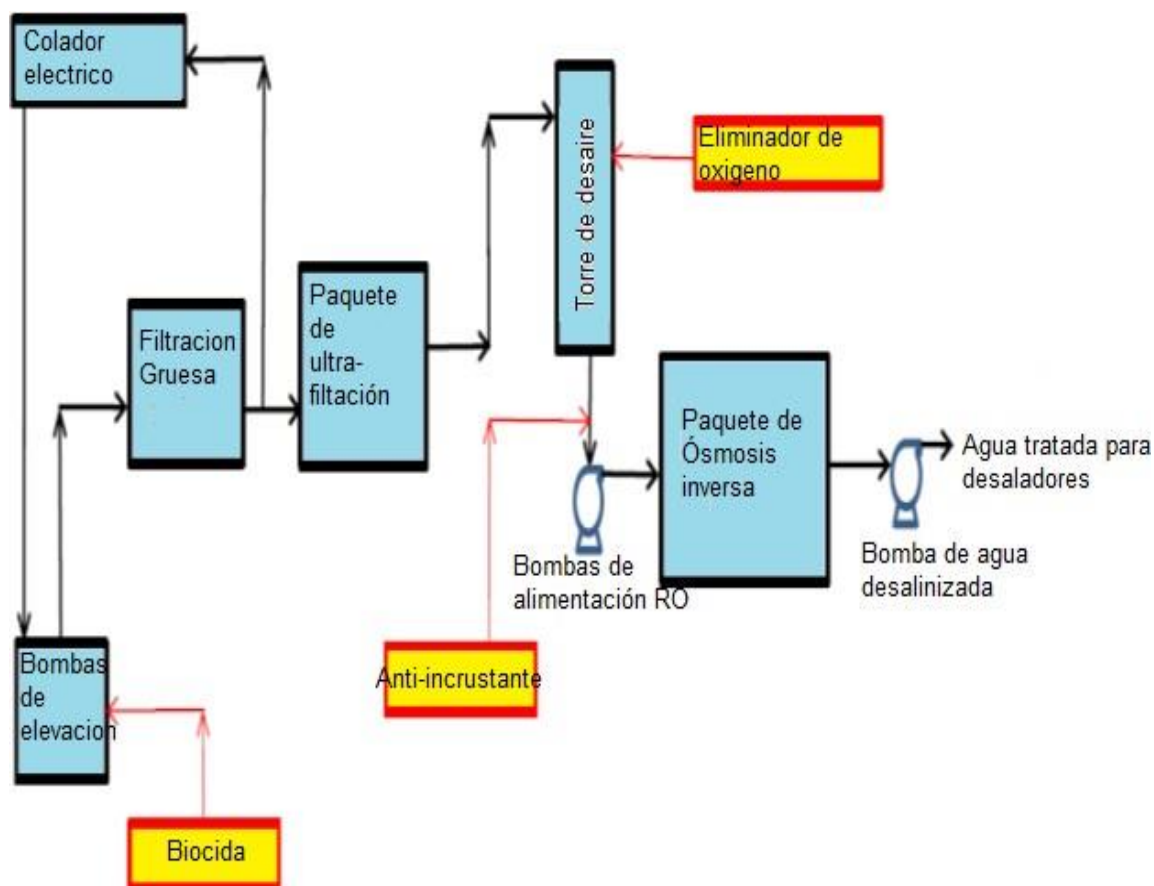


Figura No. 4.30 Diagrama de flujo de Bloque para Tratamiento de Agua de Mar

4.8.1.2. Descripción del Sistema de Proceso de Agua (lavado) dilución

El sistema de agua (lavado) de dilución Alkal J procesa el agua de mar sin procesar al utilizar los procesos descritos en la sección anterior para producir el agua de dilución de petróleo crudo desalinizada y desoxigenada. El sistema de proceso completo se describe en la Figura 4.31.

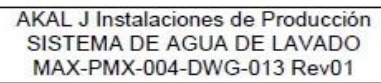


Figura No. 4.31 Instalación de Producción del Sistema de Agua de Lavado en Akal-J

Conclusiones

El agua emulsionada le proporciona al aceite crudo un volumen adicional al transporte así como propiedades corrosivas, lo cual se ve reflejado en la reducción de la vida útil de los equipos de proceso, por ello es necesario aplicarle un método de deshidratación.

Las propiedades físicas del aceite son la variables que más influyen en la ruptura de una emulsión, es por ello que cuando se tiene un proceso de deshidratación en crudos pesados, este es más complicado que cuando se deshidrata un crudo ligero, debido a la estabilidad que presentan las gotas de agua emulsionadas al estar dentro de una fase continua más viscosa. La aplicación de un campo eléctrico a la emulsión de crudo, orienta las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua emulsionadas causando su coalescencia. Por lo tanto, esto provoca que se formen gotas más grandes, las cuales precipitaran más rápido debido a la fuerza eléctrica y de gravedad.

Por lo anterior, el presente trabajo utiliza los tratadores electrostáticos como el mejor proceso para limpiar el crudo pesado, dando como resultado que el equipo disminuirá el nivel de la fase acuosa para abatir el efecto de la viscosidad.

Así mismo en esta tesis se describe el proceso de deshidratación y desalado que se lleva a cabo en el Centro de Procesos Akal J, dentro de ellos se vieron involucrados procesos específicos como reducción de presión, inyección química para romper la emulsión, el calentamiento de la misma, hasta que finalmente se explicó la importancia de deshidratar y desalar el crudo, además de las aguas producidas y de lavado que se generan y quedan en el proceso de deshidratación y desalado. El monitorear las condiciones en las que se encuentra el crudo una vez tratado y el constante monitoreo de operación y de los parámetros de calidad del crudo sirve para adecuar y mejorar las dosificaciones de químicos desemulsionantes, así como para determinar acciones en caso de que el proceso no se esté realizando de forma correcta o no sea el adecuado.

De acuerdo con el objetivo de esta tesis, ya que en el contenido de dicho trabajo se dio a conocer los mecanismos, métodos y equipos para llevar a cabo el proceso de deshidratación y desalado de crudo en el Centro de Procesos Akal J. Es de gran importancia hablar del tema de la deshidratación y desalado de crudo pesado, ya que es de carácter primordial el no solo enfocarse a explotar el crudo de los yacimientos, si no que entendamos y logremos que ese crudo sea tratado y que quede en calidad para poder ser comercializado y enviado a refinación.

Además con todos los retos que presenta la industria petrolera en nuestro país, esta es una pequeña alternativa de un sinnúmero de posibilidades y nuevas tecnologías para hacer crecer la riqueza petrolera de México.

Recomendaciones

Es necesario enfatizar que si el crudo no fuera deshidratado y no se cumpliera con los parámetros de calidad requeridos, no habría compra-venta del mismo y las instalaciones de equipo dinámico, equipo para tratamiento de crudo, almacenamiento y transporte del mismo se verían perjudicadas por los efectos dañinos que ocasiona el agua y la sal en el crudo. Por lo cual es importante diseñar y aplicar los métodos y mecanismos apropiados, para esto es necesario realizar una simulación del proceso al que se quieran aplicar los métodos, realizar pruebas al crudo en el laboratorio para determinar los parámetros que se van a controlar y una vez que se haya decidido por el método apropiado, se deben monitorear constantemente los parámetros, para que en medida que hayan cambios en el proceso o en los parámetros se adecue una solución efectiva.

El constante monitoreo de las condiciones del crudo en las líneas y etapas del proceso para la deshidratación del mismo es primordial, ya que las condiciones del crudo varían con el tiempo debido a los cambios en la producción, al tipo de crudo incorporado por campo o pozo, a los cambios realizados por derivaciones de crudo, al tipo de desplazamiento que tengan los yacimientos, entre otros más.

Un factor muy importante en la selección del químico desemulsionante fueron las pruebas de botella y las simulaciones de los procesos, ya que con ambas se logra determinar los valores óptimos para que el crudo quede en calidad. Por esto hay que monitorear constantemente las condiciones de operación y los parámetros de calidad, para poder realizar los ajustes necesarios en la dosificación del equipo desemulsificante, o bien para ajustar las condiciones operativas del Centro de Procesos Akal J.

Es necesario señalar que, en ocasiones por no cumplir con la calidad estipulada en los contratos de compraventa, los buques tanques esperaban en sitio hasta que se lograra la calidad y para esto se tuvo que dar mayor tiempo de asentamiento en tanques, que finalmente es dinero y tiempo; o bien recircular a una segunda etapa de deshidratación para inyectar agua de lavado o dosificaciones de desemulsionante, hasta lograr que los parámetros estuvieran en orden.

Bibliografía

Gómez Cabrera José Ángel: *Conducción y Manejo de la Producción de Hidrocarburos*. Facultad de Ingeniería, UNAM. 1987.

Hussein K. Abdel-Aal, Mohamed A. Aggour y Mohamed A. Fahim.: *Petroleum and gas Field Processing, second edition*. CRC Press, 2015

Pemex Akal J Production Facilities Operator Training Course. Maxoil Solutions Inc, USA. 2014

Téllez I. José.: *Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos*, Revista Ingeniería Petrolera, 1978.

Garaicochea Petirena Fco. Y Nolasco M. Jesús.: *Criterios para seleccionar las condiciones de separación de Aceite y Gas*. XVI Congreso AIPM.

Cortes Mejía Víctor Manuel: *Control de la Producción de agua en pozos petroleros*. Facultad de Ingeniería, UNAM. 2008.

Rafael Morales & Jorge Navarro: *Desarrollo de Instalaciones Superficiales Campos Maduros*. Petrobras Energía S.A.

Frik C. Thomas.: *Petroleum Production Handbook*, Vol. II, SPE, 1962.

Jiménez Tapia Joel: *Sistema automatizado en Instalaciones de Producción*. Facultad de Ingeniería; UNAM; Tesis Profesional; 1986.

Harvey R.R.; *The Theretical Approach to the Investigation of films Occurring at Crude Oil-Water Interfaces*. Trans AIME. (1960)

Medición, Toma de Muestras y Análisis de Petróleo Crudo; Norma 2500 API.

Gómez Cabrera José Ángel. Apuntes de Clase. *Manejo de la Producción en la Superficie*; Facultad de Ingeniería, UNAM. 1984.

Frik C. Thomas.: *Petroleum Production Handbook*, Vol. I McGraw Hill Co. 1962.

Smith H. Vernon; *New Charts Determine Separator Capacity*. The Oil and Gas Journal. Enero 1959.

Marfisi Shirley, Salager Jean Louis: *Deshidratación de Crudo, Principios y Tecnología*. Facultad de Ingeniería, Universidad de Los Andes, 2004.

Arnold, Kenneth E. *Design Concepts for Offshore Produced-Water Treating and Disposal Systems*, Journal of Petroleum Technology, Vol. 35, No. 2, February 1983.

Arnold, Kenneth E., and Paul J. Koszela, *Droplet-setting vs. Retention time Theries for sizing Oil/water separator*. SPE Production Engineering, Vol. 5, 1990.