

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO
SLOP EN PATIO DE TANQUES LAGUNILLAS NORTE**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Donis R., Federico A.
y Ricaurte F., Marvin J.
Para optar al Título de
Ingeniero Químico

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO SLOP EN PATIO DE TANQUES LAGUNILLAS NORTE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Francisco Yáñez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Héctor Perozo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por los Brs. Donis R., Federico A.
y Ricaurte F., Marvin J.
Para optar al Título de
Ingeniero Químico

Caracas, 2005

Caracas, 29 de Abril de 2005

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Brs. Federico A. Donis R. y Marvin J. Ricaurte F., titulado:

“Evaluación integral de la deshidratación del crudo Slop en Patio de Tanques Lagunillas Norte”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios, conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Mary Luz Alonso
(Jurado Principal)

Prof. José Angel Sorrentino
(Jurado Principal)

Prof. Francisco Yáñez
(Tutor Académico)

Ing. Héctor Perozo
(Tutor Industrial)

DEDICATORIA

*A mi madre, mi abuela Josefa,
mi abuelo Carlos y toda mi familia,
por haberme indicado el sendero para alcanzar
este título. Gracias por todas las posibilidades
dadas, su apoyo y su ejemplo.*

Federico A. Donis R.

*A mis dos madres,
Denise por haberme dado la vida
y Dionicia, lo más hermoso que me ha pasado en la vida.
A ustedes dedico este trabajo y mi vida.
Las amo.*

Marvin J. Ricaurte F.

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Héctor Perozo, quién incondicionalmente nos brindó su apoyo, su conocimiento y su ejemplo de profesionalismo y ética.

Al Prof. Francisco Yánez, por brindarnos su sapiencia y guiarnos satisfactoriamente hacia el logro de este Trabajo Especial de Grado.

A PDVSA – INTEVEP por ofrecernos la infraestructura, los equipos y herramientas necesarias para el buen desempeño de este Trabajo Especial de Grado.

A Rafael Fernández por su constante apoyo y sugerencias técnicas, que nos permitieron labrar un mejor camino para el cumplimiento de nuestros objetivos.

A Geraldine Semtei por su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos.

Al Ing. José España por la ayuda técnica prestada.

Y a todas aquellas personas, amigos, allegados y compañeros, quienes de alguna manera influenciaron afectiva, moral, técnica y positivamente en la ejecución satisfactoria de este Trabajo Especial de grado.

**Donis R., Federico A.
Ricaurte F., Marvin J.**

EVALUACIÓN INTEGRAL DE LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO SLOP EN PATIO DE TANQUES LAGUNILLAS NORTE

Tutor Académico: Prof. Francisco Yánez. Tutor Industrial: Ing. Héctor Perozo. Tesis.
Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2005, 149 p.

Palabras Claves: Emulsiones W/O, Crudo Slop, Separación agua-crudo, Demulsificante, Humectante de sólidos, Partículas - determinación del tamaño, Filtración de crudos, Tanques de almacenamiento de crudos, Patios, Deshidratación de crudos.

Resumen: La producción de petróleo con frecuencia va acompañada de agua de formación, sedimentos y compuestos surfactantes naturales, los cuales con el suministro de la energía de bombeo al crudo, tienden a la estabilización de las gotas de agua dispersas en el crudo, formando emulsiones. La estabilidad de dichas emulsiones puede aumentar debido a las propiedades del crudo, como alta viscosidad y baja gravedad API, así como también con la exposición de la emulsión al aire y el envejecimiento de la interfase agua – crudo en el tiempo.

En el Patio de Tanques Lagunillas Norte perteneciente a la División Occidente de PDVSA, se encuentran 7 tanques de 80.000 barriles cada uno conteniendo un crudo denominado Slop, el cual por sus propiedades y características presenta una emulsión estable, debido entre otras cosas a los años de almacenamiento sin tratamiento, a la alta viscosidad del crudo, baja gravedad API, alto porcentaje de agua emulsionada (60 – 66%) y gran cantidad de sedimentos finos (14 – 18%), que dificultan el tratamiento de dicho crudo.

El objetivo general de este trabajo especial de grado fue determinar un tratamiento termo – químico óptimo, para alcanzar la separación del agua y los sedimentos del crudo Slop hasta niveles inferiores a 1%; la cual es la especificación necesaria para la comercialización de crudos pesados. Asimismo, recuperar la capacidad de almacenamiento de crudo convencional en el Patio de Tanques Lagunillas Norte ocupada por el crudo Slop.

Para alcanzar el objetivo planteado, se realizaron en primer lugar las pruebas de caracterización del crudo Slop con el fin de conocer sus propiedades, la cantidad de agua que posee y las características de los sólidos contenidos. Posteriormente se llevaron a cabo las pruebas de estabilidad estática al crudo Slop probando diferentes temperaturas de tratamiento y varios productos demulsificantes y humectantes de sólidos; mientras que también fueron utilizadas otras variantes de tratamiento como, dilución del Slop con un crudo de menor viscosidad y mayor gravedad API (crudo Sur Mediano) y la filtración de los sólidos presentes en el crudo Slop previo al tratamiento termoquímico. En base a las prácticas de tratamiento llevadas a cabo se obtuvo un crudo con 0,3 % de agua y sedimentos mediante el siguiente procedimiento de tratamiento: dilución 75% crudo Slop – 25% crudo Sur Mediano (%v/v), demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), temperatura de tratamiento 80 °C y 7 días de tiempo de reposo.

Además de este procedimiento, se obtuvieron otras opciones de tratamiento que difieren de la anterior en la dilución, la temperatura y el tiempo de reposo, mientras que los productos químicos y sus dosificaciones permanecieron invariables. Algunas de las propuestas de tratamiento alternativas son las siguientes: **1)** dilución 75% crudo Slop – 25% crudo Sur Mediano, demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), temperatura de tratamiento 75 °C y 7 días de tiempo de reposo, para obtener un crudo de 0,9% de agua y sedimentos; **2)** dilución 50% crudo Slop – 50% crudo Sur Mediano, demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), temperatura de tratamiento 70 °C y 7 días de tiempo de reposo, para obtener un crudo de 0,2% de agua y sedimentos y; **3)** dilución 50% crudo Slop – 50% crudo Sur Mediano, demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), temperatura de tratamiento 75 °C y 3 días de tiempo de reposo, para obtener un crudo de 0,6% de agua y sedimentos.

La elección de cualquiera de las alternativas de tratamiento planteadas queda a discreción de las autoridades del Patio de Tanques, de acuerdo a la disponibilidad de crudo Sur Mediano para diluir, cantidad de tanques para efectuar el tratamiento y el estado de los calentadores para mantener las temperaturas de operación necesarias.

Cabe destacar que fue descartado el uso de un sistema de filtración para los sólidos del crudo Slop, debido a que este proceso causa una disminución en el tamaño de gotas de agua, que estabiliza aún más la emulsión, empeorando las condiciones del crudo para su tratamiento. Asimismo, el éxito de la deshidratación del crudo Slop recayó en la dilución efectuada con el crudo Sur Mediano en sus diferentes proporciones, ya que las condiciones de viscosidad y de densidad del crudo Slop fueron mejoradas sustancialmente.

Con el fin de encontrar posibilidades para la venta del crudo Slop tratado, se analizaron las principales propiedades a tomar en cuenta para refinar el crudo Slop, dichos valores se compararon con los de diversos crudos comerciales venezolanos como, Merey, Pilon Conversión, Zuata 16, etc. y se encontró que las propiedades del crudo Slop recuperado se encuentran en los valores permisibles para ser comercializado y refinado. Asimismo, se realizó un análisis fisicoquímico del agua de formación del crudo Slop, encontrándose que los parámetros se encuentran dentro los rangos estándar, por lo que no deben existir problemas de corrosión o incrustaciones por causa de las aguas.

Se efectuó un estudio económico de la propuesta de tratamiento del crudo Slop, obteniéndose una utilidad bruta de \$5,4 MM por concepto del tratamiento de los 7 tanques de crudo Slop que se tienen en el Patio de Tanques, lo que revela la factibilidad económica del tratamiento propuesto.

Se recomienda que al llevar a cabo el tratamiento en el Patio de Tanques se controle rigurosamente cada una de las variables de proceso, como temperatura, relación de dilución entre los crudos y dosificación óptima y homogénea de demulsificante y humectante, para garantizar el éxito del tratamiento.

ÍNDICE GENERAL

<i>CAPÍTULO I</i>	1
Planteamiento del problema.....	2
Objetivos.....	4
<i>CAPÍTULO II</i>	5
Revisión bibliográfica.....	6
1- Emulsiones y agentes emulsificantes.....	6
2- Formación y estabilidad de emulsiones.....	9
3- Mecanismos involucrados en la ruptura de una emulsión.....	13
4- Fenómenos y propiedades involucradas en el rompimiento de emulsiones.....	18
5- Deshidratación y desalación de crudo.....	22
6- Métodos de tratamiento de emulsiones.....	24
7- Separación sólido-líquido.....	37
8- Filtración.....	43
9- Separación centrífuga.....	47
<i>CAPÍTULO III</i>	53
Procedimiento experimental.....	54
1- Caracterización del crudo Slop y de las diferentes segregaciones que lo componen.....	54
2- Tratamiento termo – químico del crudo Slop.....	58
3- Filtración de los sólidos presentes en el crudo Slop.....	63
4- Tratamiento termo – químico del crudo Slop diluido con un crudo ya deshidratado.....	65
5- Análisis físico-químico del agua de formación.....	68
Plan de experiencias.....	69

<i>CAPÍTULO IV</i>	72
Resultados y Análisis de Resultados.....	73
1- Caracterización del crudo Slop y de las diferentes segregaciones que lo componen.....	73
2- Tratamiento termo – químico del crudo Slop.....	75
3- Filtración de los sólidos presentes en el crudo Slop.....	86
4- Tratamiento termo – químico del crudo Slop diluido, filtrado y sin filtrar	93
5- Pruebas de optimización.....	101
6- Propuesta de tratamiento del crudo Slop Lagunillas Norte	106
7- Estudio de posibilidad de comercialización del crudo Slop tratado	107
8- Estudio económico del tratamiento del crudo Slop	109
<i>CONCLUSIONES</i>	111
<i>RECOMENDACIONES</i>	114
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	115
<i>ANEXOS</i>	119
Anexo I: Manual de instrucciones del densímetro.....	119
Anexo II: Pruebas de estabilidad estática del crudo Slop puro, a 70 y 80°C	129
Anexo III: Pruebas estabilidad estática del crudo Slop diluido, sin filtrar y filtrado .	131
Anexo IV: Tamaño de gotas de la fase dispersa en el crudo Slop y en sus diferentes diluciones, sin filtrar y filtradas.....	133
Anexo V: Pruebas de estabilidad estática de optimización.....	135
Anexo VI: Análisis fisicoquímico del agua de formación del crudo Slop.....	139
Anexo VII: Estudio económico y requerimientos de calor para el tratamiento del crudo Slop.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase.....	7
Figura 2. Diferentes tipos de emulsiones.....	8
Figura 3. Estabilidad de las emulsiones O/W y W/O.....	10
Figura 4. Tipos de fuerzas de repulsión.....	16
Figura 5. Fuerza resultante atractiva-repulsiva en función de la distancia entre las partículas.....	16
Figura 6. Adsorción del demulsificante en la interfase.....	27
Figura 7. Coalescencia a través del empaque.....	32
Figura 8. Empaque típico de Excelsior.....	33
Figura 9. Calentador Tratador de emulsiones.....	36
Figura 10. Sistema de tratamiento de emulsiones.....	36
Figura 11. Mecanismos de filtración.....	44
Figura 12. Ciclón para la separación de mezclas sólido-líquido.....	49
Figura 13. Sedimentador Centrífugo.....	51
Figura 14. Decantador Centrífugo.....	52
Figura 15. Baño de agua con control termostático.....	60
Figura 16. Productos demulsificantes.....	61
Figura 17. Montaje del equipo experimental para la filtración de vacío.....	64
Figura 18. Mallas filtrantes de 100 y 60 mesh.....	65
Figura 19. Equipo de agitación mecánica.....	66
Figura 20. Comportamiento del demulsificante A a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 70 °C.....	75
Figura 21. Comportamiento del demulsificante B a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 70 °C.....	77
Figura 22. Comportamiento del demulsificante C a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 70 °C.....	79
Figura 23. Separación del agua contenida en el crudo Slop.....	80

Figura 24. Comportamiento del demulsificante A a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 80 °C.....	82
Figura 25. Comportamiento del demulsificante B a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 80 °C.....	83
Figura 26. Comportamiento del demulsificante C a diferentes concentraciones en función del tiempo para el crudo Slop sin filtrar a 80 °C.....	84
Figura 27. Análisis granulométrico de los sólidos contenidos en el crudo Slop.....	86
Figura 28. Comportamiento de las cuatro mejores combinaciones demulsificante - humectante en función del tiempo, para la dilución 25 % Slop – 75% Sur Mediano, filtrada en serie a 80°C.....	93
Figura 29. Influencia de la filtración en la deshidratación de las diferentes diluciones (Slop – Sur Mediano).....	96
Figura 30. Prueba Compuesta de las diferentes diluciones Slop –Sur Mediano, filtradas y no filtradas, a 80 °C y 7 días de evaluación.....	97
Figura 31. Tamaño promedio de gotas de la fase dispersa (agua) en el crudo Slop y en sus diferentes diluciones (Slop – Sur Mediano), sin filtrar y filtradas.....	99
Figura 32. Microfotografías la dilución 50 – 50 (%v/v Slop – Sur Mediano), filtrada y sin filtrar.....	100
Figura 33. Porcentaje de agua y sedimentos obtenidos en cuatro diferentes diluciones Slop – Sur Mediano, sin filtrar, a tres temperaturas de tratamiento y 7 días de reposo. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).....	101
Figura 34. Porcentaje de agua y sedimentos obtenidos en cuatro diferentes diluciones Slop – Sur Mediano, sin filtrar, a tres temperaturas de tratamiento y 3 días de reposo. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).....	103
Figura 35. Microfotografías del mejor resultado obtenido para el tratamiento del crudo Slop	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1. Técnicas de Pre-Tratamiento.....	42
Tabla N°2. Programación de pruebas de botellas a realizar.....	71
Tabla N°3. Caracterización del crudo Slop y las segregaciones que lo componen.....	73
Tabla N°4. Prueba de filtración del crudo Slop.....	88
Tabla N°5. Prueba de filtración en serie del crudo Slop	89
Tabla N°6. Prueba de filtración en serie de la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano.....	90
Tabla N°7. Prueba de filtración en serie de la dilución 50% Slop – 50% Sur Mediano.....	91
Tabla N°8. Prueba de filtración en serie de la dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano.....	92
Tabla N°9. Pruebas Thief y Compuesta de la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano evaluada con demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), filtrada en serie, a 80 °C y 7 días de evaluación.....	95
Tabla N°10. Mejor resultado obtenido para el tratamiento del crudo Slop	104
Tabla N°11. Propuesta para el tratamiento en campo del crudo Slop	106
Tabla N°12. Comparación de las propiedades del crudo Slop tratado con las de algunos crudos comerciales venezolanos.....	108
Tabla N°13. Estudio económico del tratamiento del crudo Slop.....	110

Capítulo I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El proceso de deshidratación de crudo, tiene como objetivo la separación del agua de formación, las sales y los sedimentos asociados al crudo proveniente de los pozos, hasta llevar estos parámetros a valores bajos y cumplir con las especificaciones de la dieta de la refinería y de las ventas de crudo.

Al deshidratar un crudo se induce la separación de las fases que conforman la mezcla de crudo, agua y sedimentos. Al emprender dicho proceso se obtienen típicamente tres capas bien diferenciadas: la primera es una capa de crudo libre de agua, la segunda es la capa intermedia (interfase) conformada por la emulsión entre el agua, el crudo y los sólidos situados en dicha interfase y la tercera capa es el agua separada. El crudo situado en la interfase es un crudo que se encuentra formando una emulsión con el agua y generalmente su recuperación requiere de procesos más complejos que el tratamiento convencional de crudo.

En el Patio de Tanques Lagunillas Norte, perteneciente a la división PDVSA – Occidente, ubicado en el estado Zulia, se tratan por separado tres segregaciones: Lagunillas Lago, Sur Mediano y Bachaquero Lago. Del proceso de deshidratación de estas tres segregaciones se obtiene un crudo emulsionado (interfase) denominado crudo Slop, el cual está conformado por la mezcla de las interfases obtenidas del tratamiento de cada segregación y por el crudo proveniente del proceso de clarificación del agua, específicamente del desnatado.

Actualmente, en dicho Patio se tiene un inventario de 7 tanques, cada uno de 80.000 barriles de crudo Slop y diariamente se produce una cantidad variable y no cuantificada que incrementa aún más el volumen de este crudo. Esta situación ha mermado la capacidad de

almacenamiento de crudo convencional, lo cual es una de las necesidades fundamentales de un Patio de Tanques.

Es de destacar que la dificultad para el tratamiento del crudo Slop no sólo se debe a la presencia de crudos emulsionados de diferentes segregaciones, con características y propiedades diferentes, sino también, debido al largo tiempo que se ha mantenido este crudo almacenado y sin tratamiento, expuesto a procesos de oxidación y polimerización, lo cual ha ayudado a formar una emulsión muy estable entre el crudo y el agua.

El tratamiento del crudo Slop ya ha sido intentado por varias empresas de servicio, las cuales emplearon sistemas de tratamiento termo-químicos y de centrifugación, no obteniendo resultados satisfactorios en la separación del crudo. En respuesta a este problema, PDVSA – INTEVEP como empresa de asistencia técnica, tiene la responsabilidad de investigar y proponer soluciones a este problema.

En vista del alto nivel de inventario existente de crudo Slop y a la dificultad presente para su tratamiento, se evidencia la necesidad de investigar, experimentar e implementar un proceso de tratamiento que permita recuperar el crudo presente en la emulsión, e incorporarlo a la línea de crudo en especificación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- ✓ Alcanzar la separación del crudo, el agua y los sólidos contenidos en el crudo Slop, con el fin de colocar el crudo recuperado en especificación para su venta.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Determinar el tratamiento termo - químico aplicable para lograr la separación del crudo Slop.
- ✓ Elegir mediante experimentación los productos químicos demulsificante y humectante y su dosificación adecuada para desestabilizar la emulsión presente en el crudo Slop.
- ✓ Establecer la temperatura óptima de tratamiento para promover la separación.
- ✓ Evaluar la factibilidad del uso de un sistema de filtración para los sólidos contenidos en el crudo Slop.
- ✓ Establecer el patrón de dilución óptimo entre el crudo Slop y un crudo ya deshidratado, con el fin de alcanzar la especificación de comercialización (menor al 1 % de agua y sedimentos).

Capítulo II

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1- EMULSIONES Y AGENTES EMULSIFICANTES

Una emulsión es un sistema heterogéneo que consiste en la mezcla de al menos dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales se encuentra disperso en el otro en forma de pequeñas gotas.^[1] Dicha dispersión se encuentra estabilizada por la presencia de agentes surfactantes y/o partículas sólidas que actúan como agentes emulsificantes.

El líquido que constituye la matriz de la emulsión es llamado fase externa o continua, mientras que el líquido que se encuentra esparcido en pequeñas gotas en la fase continua es denominado fase interna, dispersa o discontinua.^[2] Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables debido a la gran área interfacial creada al formar millones de gotas de una fase inmiscible en otra, produciéndose un aumento en la energía libre interfacial.^[3] Sin embargo, la presencia de un surfactante (agente emulsificante), el cual tiene la propiedad de adsorberse en la interfase formando una película y modificando la energía libre interfacial, hace que las gotas no puedan coalescer o unirse en gotas más grandes.

Los agentes emulsificantes, también llamados anfífilos, son sustancias con actividad interfacial caracterizadas por poseer en la misma molécula un grupo “lipofílico” o “hidrofóbico”, apolar, que posee afinidad por la fase crudo y el otro “hidrofílico” o “lipofóbico”, polar, con afinidad hacia el agua. Los grupos lipofílicos son generalmente cadenas hidrocarbonadas largas, lineales o ramificadas. Los grupos hidrofílicos poseen carácter iónico o son cadenas con alta polaridad.^[1]

Para efectos de este estudio se considerarán únicamente emulsiones formadas con agua y crudo, en este sentido los agentes emulsificantes presentes en el crudo son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:^[4]

- Compuestos naturales de superficie activa tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arenas, arcillas, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas y asfáltenos precipitados.
- Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

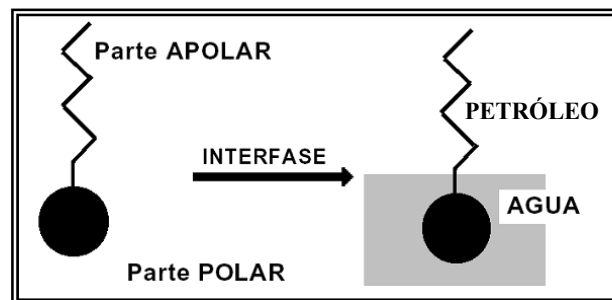


Fig. N° 1: Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase.

Las emulsiones formadas en el proceso de producción de petróleo están constituidas por el crudo extraído y el agua que lo acompaña; en la mayoría de los casos el agua se encuentra dispersa en forma de gotas en el crudo. Este tipo de emulsiones son denominadas emulsiones de agua en crudo (W/O ó Water/Oil) o emulsiones regulares, sin embargo, en el caso en que el crudo se encuentra disperso en forma de gotas en el agua la emulsión es de crudo en agua (O/W) o emulsión inversa. Los agentes emulsificantes relativamente hidrofílicos tienden a formar emulsiones O/W; mientras que los hidrofóbicos, favorecen la formación de emulsiones W/O.

Existen otros tipos de emulsiones más complejas, denominadas emulsiones múltiples, en las cuales dentro de las gotas que conforman la fase dispersa existen a su vez gotas del mismo fluido que forman la fase continua. Las emulsiones del tipo petróleo/agua/petróleo (O/W/O) están constituidas por una fase continua de petróleo en cuyo seno se encuentran dispersos glóbulos de agua, los que a su vez forman una fase continua en la cual se encuentran dispersos glóbulos pequeños de petróleo formando otra fase dispersa. Otro tipo de emulsiones son las de agua/petróleo/agua (W/O/W), las cuales están formadas por una fase continua de agua, en la cual se encuentra una primera fase dispersa de petróleo, la cual sirve de fase continua a una segunda fase dispersa de agua.^[5] En la figura N°2 se observan los diferentes tipos de emulsiones.

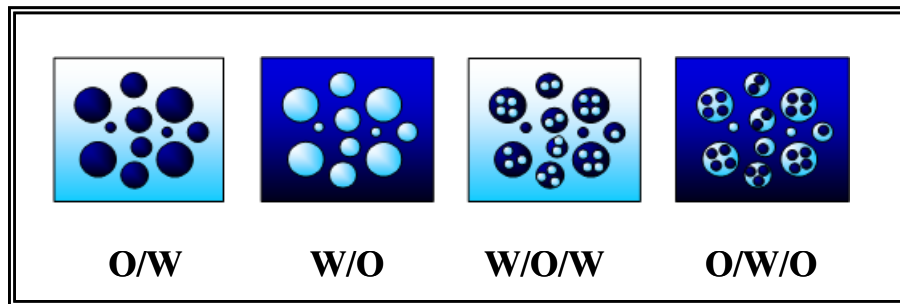


Fig. N° 2: Diferentes tipos de emulsiones.

Al someter una mezcla de agua y crudo a un cizallamiento o proceso de esfuerzo de corte, se produce una dispersión de una fase en la otra. Si ninguna sustancia estabiliza esta dispersión, ésta se rompe rápidamente al dejarla en reposo. La diferencia de densidad de las dos fases produce una segregación gravitacional; las gotas de la fase dispersa se desplazan, se juntan y coalescen. La separación consiste esencialmente en una sedimentación que depende de la diferencia de densidad de los fluidos, la viscosidad de la fase externa y del tamaño de las gotas.^[5,6]

En presencia de un agente emulsificante (surfactante), las gotas pueden acercarse pero no bastante para coalescer, bien sea porque existe una repulsión eléctrica entre ellas o porque existe una barrera estérica o película interfacial que impide que las gotas puedan entrar en contacto.^[4] Dicha película tiene su origen en los surfactantes naturales presentes

en el crudo, que se encuentran principalmente en las fracciones de asfaltenos y resinas. Estos compuestos, aún cuando no reducen la tensión interfacial, a los valores de pH de las aguas de formación, tienen la facultad de formar películas con propiedades adecuadas para evitar la coalescencia, aún más, la rigidez de ella aumenta con el tiempo haciendo que sea más difícil de deshidratar crudos envejecidos.

El papel que juegan los demulsificantes comerciales es el de desplazar dicha película de la interfase y adsorberse ellos. La propiedad que se busca en la formulación de este tipo de aditivos es la de ser más activo que los surfactantes naturales, pero no formar películas que impidan la coalescencia de las gotas.^[2]

2- FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DE EMULSIONES

Una emulsión estable es aquella que necesita alguna forma de tratamiento para ser separada. Tres condiciones son necesarias para la formación de una emulsión estable de crudo y agua, estas son:^[6,7]

- ***Presencia de dos líquidos inmiscibles:*** el crudo y el agua son inmiscibles, por tanto, si ellos son mezclados tienden rápidamente a separarse. La presencia de agua en el crudo forma parte de la producción petrolera. Muchos pozos producen agua y crudo al mismo tiempo, esto como resultado de las condiciones naturales de la formación o efectos de métodos secundarios o terciarios de producción.

- ***Suministro de energía para la agitación:*** la agitación permite el mezclado del agua y el crudo, para dispersar en forma de pequeñas gotas o glóbulos la fase interna a lo largo de la fase externa. Dicha agitación y turbulencia ocurre por varias fuentes: el flujo a través de la formación y las tuberías, el bombeo mecánico y la caída de presión a través de válvulas y en los equipos de producción, entre otras. La utilización de bombas de alta velocidad, como las bombas centrífugas, le proporcionan al fluido mayor energía y pueden formar emulsiones más estables por la mayor dispersión de las gotas en la fase externa. A

mayor agitación se origina tamaño de gotas más pequeños de fase interna que estabilizan la emulsión.

- **Presencia de agentes emulsificantes:**^[7] estos agentes se pueden encontrar tanto en el agua asociada al crudo, como en el propio crudo, y pueden ser solubles e insolubles. Estas sustancias químicas son las responsables de la estabilidad de las emulsiones, como se comentó con anterioridad, por ser capaces de adsorberse en la interfase y formar alrededor de las gotas dispersas una película envolvente que evita la coalescencia de las gotas de la fase dispersa. En la figura N°3 se ilustra la estabilidad de las emulsiones por la presencia de agentes emulsificantes.

Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de tensión interfacial que se requiere para la coalescencia de las gotas.
- Forma una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica
- Si el surfactante es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan una gotas con otras.

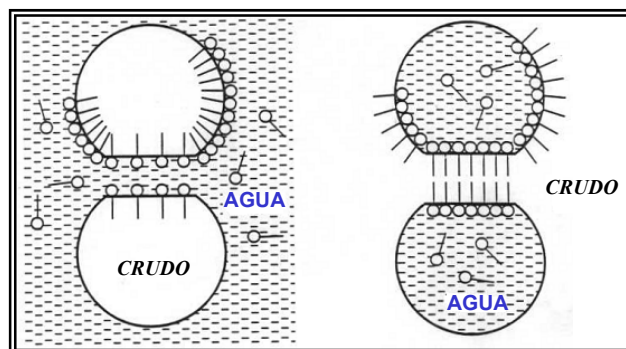


Fig. N° 3: Estabilidad de las emulsiones O/W y W/O.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificantes son partículas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el crudo y el agua. Luego

estas finas partículas sólidas o coloides se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física.^[1,8]

2.1- Factores que influyen en la estabilidad de las emulsiones

Además de las condiciones mencionadas anteriormente para formar emulsiones, existen varios factores que contribuyen a mantener la estabilidad de la misma, entre los cuales se mencionan los siguientes.^[6,9]

2.1.1- Viscosidad del petróleo: un petróleo con alta viscosidad, tiende a mantener en suspensión gotas más grandes que otro de viscosidad baja y se requiere más tiempo para que las gotas de fase dispersa puedan unirse y coalescer. Por lo tanto, entre más alta sea la viscosidad más estable será la emulsión.

2.1.2- Temperatura: la estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, porque ésta controla la viscosidad hasta cierta extensión. Es por ello que, una emulsión será más estable a menor temperatura, ya que así la viscosidad aumenta, y con ella la resistencia al movimiento de las gotas.

2.1.3- Contenido de agua: la cantidad de agua presente en una emulsión agua en crudo es un importante factor a destacar, ya que a medida que la cantidad de agua es mayor, la cantidad de gotas de agua en la fase externa también lo será y por lo tanto la distancia entre ellas será menor, aumentando el número de colisiones entre las gotas y facilitando así el acercamiento entre ellas y su posterior coalescencia. En general, menores porcentajes de agua presentes en el crudo tienden a formar emulsiones más estables.

2.1.4- Envejecimiento de un crudo emulsionado: si este es almacenado y no se trata, una cierta cantidad de agua precipitará por gravedad y otra parte se mantendrá emulsionada. A menos que alguna forma de tratamiento sea empleada para completar la ruptura total, habrá un porcentaje pequeño de agua en el petróleo, aunque se prolongue el tiempo de sedimentación. Este pequeño porcentaje de agua tiende a estabilizar la emulsión.

2.1.5- Tipo de petróleo: los crudos de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables por la gran cantidad de asfáltenos que contienen. Ceras, resinas, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión.

2.1.6- Agente emulsificante: por la estabilización de la fase dispersa al formar una membrana o película elástica y fuerte que envuelve la superficie de los glóbulos. Su presencia hace difícil la coagulación de los glóbulos. Por tanto, a medida que aumenta la presencia de agentes emulsificantes en el crudo y en el agua, se incrementa la estabilización de la emulsión.

2.1.7- Residuos de carbón: el efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo; es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será la estabilidad de la emulsión y viceversa.

2.1.8- Cargas eléctricas: la estabilidad de una emulsión se incrementará cuando las cargas eléctricas de las partículas aumenten. Algunas emulsiones se estabilizan completamente por la atracción eléctrica.

2.1.9- Exposición al aire: las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto se debe a que el oxígeno del aire reacciona con los componentes del crudo para formar agentes emulsionantes. Esta acción ocurre muy rápidamente y bastan unos pocos segundos de exposición al aire para estabilizar la emulsión. La exposición al aire produce oxidación, fotólisis, evaporación de livianos y acción bacteriana que tienden a estabilizar aún más la emulsión.^[10]

2.1.10- Tamaño de las gotas: a medida que las gotas son más pequeñas, la emulsión tiende a ser más estable debido a que el área interfacial es mayor y la tensión interfacial disminuye haciendo más rígida y estable la película. Típicamente cuando el diámetro de gota disminuye hasta valores de 10 micrones, la emulsión se hace más estable.

3- MECANISMOS INVOLUCRADOS EN LA RUPTURA DE UNA EMULSIÓN

La ruptura de una emulsión involucra diferentes etapas que se clasifican por orden cronológico de ocurrencia y según su carácter fisicoquímico. Una forma de estudiar las diferentes etapas es observar la coalescencia de una gota contra una interfase plana.

Primero la gota se acerca a la interfase plana debido al empuje de Arquímedes. Su acercamiento está frenado por las fuerzas viscosas de fricción. Esta etapa corresponde a la sedimentación. Al acercarse la gota a la interfase se producen oscilaciones y deformaciones debido a la energía cinética traída por la gota. Una parte de la fase externa se encuentra atrapada en forma de película entre la gota y la interfase. Se dice que la gota ha floculado y que falta la última etapa de drenaje de la película para que coalesca.

La tercera etapa o coalescencia requiere el drenaje lateral de la película de fase continua hasta que sea suficientemente delgada para romperse bajo el efecto de las perturbaciones. Después de romperse la película, se efectúa la coalescencia propiamente dicha es decir la transferencia de masa parcial o total hacia el otro lado de la interfase. En el proceso de coalescencia el proceso lento es el drenaje de la película que culmina por la ruptura.^[1,11]

3.1- Sedimentación

La primera etapa corresponde siempre a un acercamiento de las gotas, particularmente si la emulsión tiene bajo contenido de fase interna. Esta etapa corresponde a la sedimentación y la floculación.

La sedimentación gravitacional está regida por la ley de Stokes, que permite calcular la velocidad “v” de sedimentación.^[1]

$$v = \frac{g \cdot d_m^2 \cdot (\rho_w - \rho_o)}{18 \cdot \mu_o} \quad (1)$$

Donde:

v : velocidad de sedimentación (cm/s).

g : aceleración de la gravedad (cm/s²).

d : diámetro de la gota (cm).

ρ_W : densidad de la gota (g/cm³).

ρ_O : densidad de la fase continua (g/cm³).

μ_O : viscosidad de la fase continua (P).

La ley de Stokes proporciona la velocidad terminal de sedimentación de una esfera sólida en un medio infinito y toma como base la igualdad entre el peso de la gota, la fuerza de fricción viscosa y el empuje de Arquímedes.

La ley de Stokes debe modificarse para dar cuenta de los casos reales. En efecto, una gota de fluido no es ni esférica ni rígida, y puede además presentar un movimiento convectivo interno y un gradiente de tensión en su superficie. Ambos fenómenos tienden a reducir la velocidad terminal de sedimentación, con respecto a la calculada por la ley de Stokes. Además de lo anterior, las gotas de una emulsión sedimentan juntas y pueden tener interacciones hidrodinámicas, particularmente debido al hecho de que gotas de diferentes tamaños sedimentan a diferentes velocidades.

En fin, la ley de Stokes suministra solamente una idea semi-cuantitativa de la velocidad de sedimentación, pero permite determinar las variables involucradas y hallar las condiciones extremas. Adicionalmente, la ley de Stokes desprecia el efecto de las tensiones superficiales, agentes emulsificantes y la coalescencia de las partículas para formar gotas más grandes que por ende sedimentan más rápidamente. Es por esto que la Ley de Stokes solo puede ser utilizada como una aproximación del tiempo verdadero de sedimentación.^[7]

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 metro/día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compense. Una forma de reducir el problema es calentar la emulsión ya que el aumento de temperatura produce una disminución (exponencial) de la viscosidad del crudo, y a menudo un aumento

de la diferencia de densidad. Sin embargo el calentamiento tiene tendencia a producir fenómenos de convección que pueden contrarrestar la sedimentación.

3.2- Floculación

La floculación es la aglomeración de las gotas en agregados irregulares en los cuales se pueden siempre reconocer las gotas individuales. La floculación no es un fenómeno irreversible y las gotas pueden volverse independientes de nuevo si se somete el floculado a una agitación suave (mucho menor que la agitación requerida para formar la emulsión).

La floculación permite que se formen agregados de tamaño mucho mayor a los de las gotas y que por lo tanto puedan sedimentarse más rápidamente. Por otra parte las gotas floculadas están en contacto (aún lejano) y pueden eventualmente coalescer si las circunstancias son favorables.

Las fuerzas responsables de la floculación son las fuerzas de Van der Waals entre las moléculas adsorbidas del emulsificante y el agente floculante. Las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, y por lo tanto su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

La teoría de la floculación se basa sobre la presencia de un potencial que contiene dos factores: uno repulsivo (fuerzas electrostáticas) y uno atractivo (fuerzas de London - Van der Waals). Este potencial presenta siempre un mínimo a distancia nula, pero puede también poseer un máximo o barrera de potencial que las partículas tienen que vencer para acercarse. En ciertos casos existe un segundo mínimo que corresponde a un estado estable de aglomeración de las partículas a “gran” distancia: la floculación.

Tal teoría no se puede aplicar sino cualitativamente al caso de las emulsiones agua en crudo. En efecto tales emulsiones involucran otros tipos de fuerzas, particularmente las llamadas barreras estéricas producidas por los emulsionantes adsorbidos. En todos casos se puede considerar un tratamiento cualitativo semejante.

- Existen fuerzas de atracción de tipo Van der Waals.
- Existen fuerzas de repulsión eléctrica (doble capa).
- Existen fuerzas de repulsión estéricas.

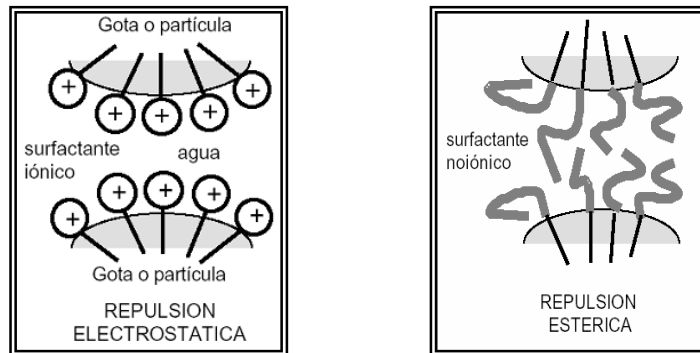


Fig. N° 4: Tipos de fuerzas de repulsión.

Tal combinación puede producir un potencial con un mínimo a “gran” distancia para un estado floculado estable. En caso de no existir tal mínimo, el mecanismo de acercamiento puede estar considerablemente demorado por razones hidrodinámicas, ya que la película de crudo que se encuentra entre dos gotas que se acercan tiene que drenarse. Tal proceso puede ser retrasado por fenómenos viscosos y/o interfaciales (viscosidad interfacial, gradiente de tensión).^[1,11,12]

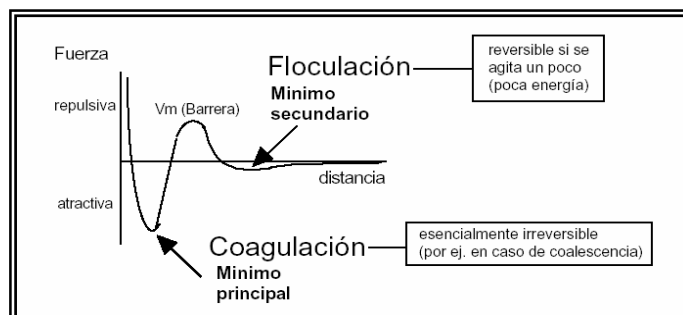


Fig. N° 5: Fuerza resultante atractiva-repulsiva en función de la distancia entre las partículas.

Los métodos de deshidratación tienden a favorecer la floculación mediante una reducción de las fuerzas repulsivas o la formación de las fuerzas atractivas adicionales

(dipolos inducidos en campo electrostático). También se intenta acelerar la floculación con aditivos químicos floculantes y reducir las propiedades viscosas y visco-eléctricas de la película absorbida de emulsificante por desplazamiento por otros surfactantes y/o aumento de la temperatura.^[2]

3.3- Coalescencia

Una emulsión no se considera rota hasta tanto las gotas hayan coalescido. La coalescencia es un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad. En la mayoría de los casos la coalescencia es la etapa lenta del proceso de ruptura de una emulsión; en estos casos es la velocidad de coalescencia que determina la estabilidad de la emulsión.

Al coalescer dos gotas el área interfacial se reduce y por lo tanto también la energía libre del sistema. Desde el punto de vista termodinámico la coalescencia es un fenómeno espontáneo. Sin embargo, la coalescencia puede producirse solamente si se pueden vencer las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsificante adsorbido y la película de fase continua entre las dos capas.

La etapa de drenaje de esta película involucra varios fenómenos. Por una parte, el movimiento del fluido hacia fuera produce un efecto viscoso que puede ser considerable para crudos pesados. Además se debe considerar que por ser el crudo una sustancia poco conductora, la doble capa eléctrica es relativamente extendida. Al acercarse las interfases se puede producir una repulsión electrostática. Finalmente, el movimiento de drenaje del fluido arrastra los iones de la doble capa difusa, lo que resulta en la formación de un potencial de flujo y del retardo electroviscoso correspondiente.

Al acercarse más las interfases se produce un fenómeno de interacción estérico entre las moléculas adsorbidas. En el caso de emulsiones de agua en crudo los agentes emulsificantes naturales poseen en general un alto peso molecular y por lo tanto pueden

“sobrepasar” considerablemente de la interfase y empezar a interactuar entre sí a distancia relativamente grandes, demasiado grandes para que se efectúe la coalescencia.^[7]

Las gotas que se acercan poseen una cierta energía promedio, y algunas tienen una energía suficiente para vencer la barrera. Otra forma de considerar el problema es suponer que las gotas se han acercado mediante un proceso de floculación y que se encuentran a cierta distancia. La interfase está sometida a perturbaciones, y la coalescencia procede solamente si estas perturbaciones son suficientes para atravesar la película de fase continua.

Cualquiera sea el modelo utilizado, existe una competencia entre un fenómeno de inestabilidad que produce al final una reducción de energía libre, (energía de choque, energía de vibración, coeficiente de difusión de la gota) y una menor barrera energética (efectos electrostáticos y estéricos).

Los procesos de deshidratación tienden más que todo a reducir la barrera energética mediante varios efectos tales como la reducción de la carga absorbida, la desorción de los emulsificantes naturales, y la reducción de viscosidad de la fase continua.^[10]

4- FENÓMENOS Y PROPIEDADES INVOLUCRADAS EN EL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES^[2,5,7]

4.1- Viscosidad

Un crudo con alta viscosidad tiene la habilidad de contener mayor cantidad y más grandes gotas de agua que un crudo de baja viscosidad. La viscosidad de un crudo puede ser reducida por calentamiento, la adición de diluentes o la dosificación de químicos. A medida que la viscosidad del crudo es menor, se incrementa la velocidad de asentamiento de las gotas de agua y su movilidad a través del crudo, lo que aumenta el acercamiento, el número de colisiones y la coalescencia de las gotas y por lo tanto la separación de las fases.

4.2- Diferencia de densidades de las fases

Al proporcionar calentamiento a una emulsión agua en crudo, típicamente la densidad del crudo decrece más rápido con la temperatura que la densidad del agua lo que promueve una más rápida separación de las fases debido a las diferencias de densidades. En este sentido, se debe destacar que la deshidratación de crudos pesados es más difícil debido a que la densidad del crudo es muy cercana a la del agua.

4.3- Tensión interfacial

A menor tensión interfacial, menor es el tamaño de las gotas para un proceso de agitación dado y la emulsión es más estable. Sin embargo, una reducción en la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de una emulsión. Inclusive, sistemas de tensión superficial ultra-bajas producen emulsiones inestables. La tensión interfacial en emulsiones de agua en crudo disminuye con el tiempo y se requiere a menudo varias horas de contacto para obtener un valor estable. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, lo que indica que los emulsificantes naturales pertenecen a diferentes familias, de los cuales se diferencian por lo menos dos tipos: ácidos y bases nitrogenadas.

4.4- Viscosidad interfacial

La viscosidad interfacial mide la resistencia de la capa emulsionante adsorbida a deformarse. Como esta capa está ligada con la película de fase externa que debe drenarse, la viscosidad interfacial tiene que ver con la estabilidad. Típicamente, la existencia de películas de alta viscosidad interfacial reduce, a veces considerablemente, la velocidad de coalescencia.

Tales circunstancias ocurren a menudo en presencia de fase acuosa ácida, y se forman películas interfaciales viscoelásticas que llegan a producir una barrera esencialmente mecánica respecto a la coalescencia. Por otra parte, se puede también

obtener emulsiones estables aún con una viscosidad interfacial baja; por lo tanto, si bien es cierto que una alta viscosidad interfacial está asociada con emulsiones estables, la situación inversa no se aplica.

4.5- Compresibilidad de películas interfaciales

La variación de la tensión interfacial con el área permite analizar la compresibilidad de las películas interfaciales. Al coalescer dos gotas, el área interfacial se reduce rápidamente y las moléculas adsorbidas de emulsificante en la interfase están sometidas a una compresión. La presencia de un agente demulsificante en la película adsorbida puede tener un papel determinante en la reducción de la rigidez. Cuando la película es muy compresible, las emulsiones correspondientes son muy inestables.

4.6- Envejecimiento de la interfase

A medida que la interfase envejece, la adsorción de sustancias surfactantes se completa y la rigidez de la película interfacial aumenta, hasta lograr su valor estable después de varias horas, por lo tanto, cuanto más vieja es una emulsión, más estable es.

4.7- Los cationes

Los cationes divalentes, calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado y por casi precipitación de sales en la interfase.

4.8- Los agentes demulsificantes

Los agentes demulsificantes son sustancias surfactantes susceptibles de adsorberse en la interfase y desplazar parcial o totalmente los surfactantes naturales. Según los casos se deben diferenciar dos efectos; uno en el cual la adsorción de demulsificante inhibe la formación de una película rígida y el otro en el cual el demulsificante debilita la película y

la forma compresible. Las emulsiones de agua en crudo están estabilizadas por surfactantes naturales de tipo lipofílico, es decir solubles en el crudo. Asimismo, los demulsificantes para emulsiones agua en crudo son surfactantes hidrofílicos, es decir sustancias que promoverían la formación de una emulsión crudo en agua.^[2]

4.9- Temperatura

La temperatura puede influenciar varios de los fenómenos mencionados. Al aumentar la temperatura, la viscosidad disminuye y facilita la floculación. Un aumento de la temperatura tiende a reducir la rigidez de las películas interfaciales y a desestabilizarlas. Sin embargo, también produce una aceleración del proceso de formación de dichas películas, ya que aumenta el valor del coeficiente de difusión de los surfactantes naturales. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de éstos para la fase acuosa, mientras que el inverso ocurre con surfactantes no iónicos.

4.10- Campo eléctrico

Cuando una gota de agua está ubicada dentro de un campo eléctrico intenso se produce un dipolo inducido en el sentido contrario al campo. Cuando varias gotas vecinas están sometidas a un campo eléctrico, las gotas que se ubican en la dirección del campo poseen polos de signo contrarios frente uno a otro y se atraen. Al acercarse suficientemente dos gotas, la fuerza atractiva se torna considerable y la coalescencia es inmediata. Cuanto menor es la tensión interfacial, mayor el alargamiento de las gotas en el campo y por lo tanto es mayor la posibilidad de contacto con sus vecinas. Sin embargo, se debe notar que si la gota es demasiada alargada la atracción de cada polo por los electrodos que producen el campo puede producir una ruptura de la gota. Es por ello que el tiempo de residencia de la emulsión en el campo debe ser corto y el potencial del campo no debe sobrepasar un nivel crítico.

5- DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN DE CRUDO

La deshidratación del crudo es el proceso mediante el cual se separa el agua presente en el crudo hasta niveles inferiores al 1%. Por su parte, el proceso conocido como desalación del crudo solo tiene sentido una vez que el crudo ha sido deshidratado y tiene como objetivo remover las pequeñas cantidades de sales inorgánicas que generalmente quedan disueltas en el agua.^[2,6]

En la historia de un pozo petrolero, llega siempre un momento en el cual el crudo contiene una proporción de agua superior al nivel aceptable por parte del transportista o del refinador. El agua proviene del mismo yacimiento y/o de las diferentes operaciones de recuperación. La necesidad de deshidratar el crudo es evidente y se puede resumir diciendo que el hecho de remover el agua lo más cerca de donde es producida ahorra espacio en el manejo del crudo, tanto a nivel de oleoducto como de tanqueros. Asimismo, a la hora de alimentar crudo a una refinería el contenido de agua debe ser lo mínimo posible debido al gran aumento de volumen que sufre el agua al ser evaporada, causando graves problemas de operación.

La presencia de agua en el crudo es indeseable no solo porque es una impureza sin valor, sino más que todo porque el agua contiene sales inorgánicas tales como cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión en las instalaciones de transporte y de refinación. En este sentido, la desalación del crudo obedece a tres razones principales: (1) evitar corrosión a nivel de la planta de destilación por la formación de cloruro de hidrógeno, debido a la hidrólisis a altas temperaturas de los cloruros de sales divalentes, (2) el envenenamiento de catalizadores en procesos de conversión más complejos y (3) taponamiento.

En cuanto a las especificaciones de contenido de agua y sal, son variables que dependen del tipo de crudo y del proceso de refinación utilizado. Así, el contenido de agua en crudos livianos debe ser siempre menor del 0,5% y para crudos pesados y medianos entre el 0,5 y 1%. Las especificaciones para sal son: de 15 a 20 PTB (libras de sal por mil

barriles de crudo) para refinerías simples y para aquellas donde hay procesos más complejos que usen catalizadores las especificaciones pueden llegar a valores de 1 PTB.^[2,4]

La deshidratación del crudo siempre es necesaria, no siendo este el caso de la desalación, puesto que generalmente las sales inorgánicas presentes en el crudo se encuentran disueltas en el agua que éste contiene y, por lo tanto el contenido de sal que contiene va a ser función de la salinidad del agua de formación asociada al crudo y a la cantidad de ésta presente. Por ejemplo, un crudo con 1% de agua de una salinidad alta de NaCl puede tener una cantidad de sal superior a 120 PTB, mientras que un crudo con el mismo contenido de agua pero con una salinidad baja tendrá un contenido de sal inferior a 20 PTB.^[13]

Hay diversos métodos de deshidratación que pueden llevarse a cabo. Estos pueden dividirse en dos tipos: estáticos y dinámicos, de los cuales estos últimos son los más empleados. Entre los sistemas dinámicos más usados se encuentran: los tanques de lavado en sus diferentes versiones, calentadores-tratadores, separadores de agua libre, y separadores electrostáticos.

El agua libre se separa sin dificultad y el problema de la deshidratación radica en separar el agua emulsionada en el crudo. En este sentido, el proceso de deshidratación se lleva a cabo en dos etapas: la desestabilización de la emulsión de agua en crudo y la separación de las fases en un equipo mecánico. Es importante señalar que la función principal del equipo de separación es proporcionar suficiente tiempo de residencia para que las fases puedan segregarse.

La coalescencia de las gotas microscópicas es en la mayoría de los casos el factor limitante en la velocidad de rompimiento de la emulsión. La primera etapa del mecanismo de rompimiento de una emulsión es la floculación, que es un proceso reversible y tiene como parámetro de mayor influencia la viscosidad del crudo o fase continua. Luego sigue la coagulación, un proceso irreversible que depende de la viscosidad del crudo o fase continua y de las propiedades mecánicas de la película que rodea las gotas. Por último, la

coalescencia de las gotas que depende básicamente de las propiedades mecánicas de la película que rodea a éstas. Para los crudos pesados ($< 14^\circ\text{API}$) la viscosidad es muy alta y el choque de las gotas dispersas en el crudo ocurre en poca frecuencia e intensidad, por lo que la floculación y coagulación no pueden tomar lugar. Por esto las temperaturas de tratamiento son elevadas.^[2,13]

6- MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Los métodos de tratamiento de emulsiones tienen como propósito contrarrestar el efecto de estabilización de los agentes emulsificantes naturales o modificar suficientemente sus propiedades, con los que promueven el acercamiento de las gotas para facilitar su coalescencia. Hay diversos métodos para el tratamiento de las emulsiones, aplicados a las emulsiones de agua en petróleo.

Una emulsión de agua en crudo puede ser tratada mediante los principios que se citan a continuación. Muchos de éstos pueden ser usados individualmente o en conjunto una mayor efectividad. Todos los principios para tratar emulsiones deben estar destinados al rompimiento de la película de agente emulsificante que se encuentra en la interfase agua-crudo. Es necesario que dicha película sea vulnerada para permitir la coalescencia de las gotas y removerlas de la fase continua.^[2]

Los principios que pueden ser utilizados para romper una emulsión son:

- Asentamiento
- Inyección de un agente demulsificante.
- Calentamiento.
- Empaques de coalescencia.
- Filtración.
- Separación electrostática.
- Centrifugación.

- Lavado con agua.
- Combinación de sistemas para tratamiento de emulsiones.

6.1- Asentamiento

El asentamiento es el método más antiguo, simple y ampliamente utilizado para tratar una emulsión de agua en crudo. Este método se basa en la diferencia de densidades entre el crudo y el agua como agente de separación y consecuentemente requiere sólo un recipiente contenedor de la emulsión y suficiente tiempo de residencia para que la separación ocurra. Este método utilizado sin combinación con otros sólo es efectivo para emulsiones inestables por otros métodos como el calentamiento, la inyección de demulsificante o la separación electrostática. Debido a la diferencia de densidades entre los líquidos, normalmente la emulsión se separará en tres capas. Estas tres capas son el crudo limpio en el tope, el agua libre en el fondo y la emulsión entre el crudo y el agua.

Típicamente, después de un largo período de asentamiento se formarán tres capas; crudo limpio y libre de agua, la emulsión con el sludge interfacial y el agua. Un pequeño porcentaje de sedimentos y agua también puede ser encontrado distribuido a través de todo el volumen del crudo tratado. Los sedimentos y el agua (BS&W) no son lo mismo que el sludge. El “sludge” es una capa de emulsión agua en crudo con sólidos presentes que se encuentra en la interfase ente el agua y el crudo y también puede ser encontrado en los fondos de tanques.

El tiempo requerido para separar una emulsión agua en crudo por diferencia de densidades es dependiente de algunas propiedades de las fases. Los factores que afectan el tiempo de asentamiento son la viscosidad del crudo, las densidades del crudo y el agua y el tamaño de las partículas de la fase dispersa. Estas características se corresponden con la Ley de Stokes.^[1,2]

6.2- Inyección de agente demulsificante

Este método de tratamiento es ampliamente utilizado debido a que el agente demulsificante es fácilmente aplicable a una emulsión, es relativamente rentable en cuanto a su costo, y usualmente reduce la cantidad de calor o tiempo de asentamiento requeridos para resolver una emulsión.

El demulsificante compite con el emulsificante presente en la emulsión y es capaz de hacer que las gotas dispersas coalescan en gotas de mayor tamaño y terminen asentándose. Los mecanismos que envuelven este método de tratamiento son: la correcta inyección y mezclado del demulsificante con la corriente principal para estar en íntimo contacto con el emulsificante, el desplazamiento, inhibición o anulación del efecto del agente emulsificante en la interfase y la reacción química que ocurre en ella.

Hay varias teorías que tratan de explicar el efecto que los compuestos químicos demulsificantes producen sobre las emulsiones. Las más importantes son:

1. Con la adición de productos químicos se trata de invertir la emulsión, es decir, una emulsión de agua-petróleo se trataría de convertir en una emulsión de petróleo-agua. Durante este proceso se alcanzaría la condición intermedia de separación completa de las dos fases.

2. La acción de los compuestos químicos demulsificantes hacen que la película del agente emulsificante, que rodea las gotas de agua, adquiera una rigidez quebradiza hasta provocar una contracción que causa el rompimiento de la película, con lo cual las gotas de agua se juntan y sedimentan.

3. La adición de surfactantes a una emulsión causa una reducción notable de la tensión superficial entre los líquidos en contacto, permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decanten. Esta es la teoría que se considera más importante, por ser la más moderna y aceptada.^[7]

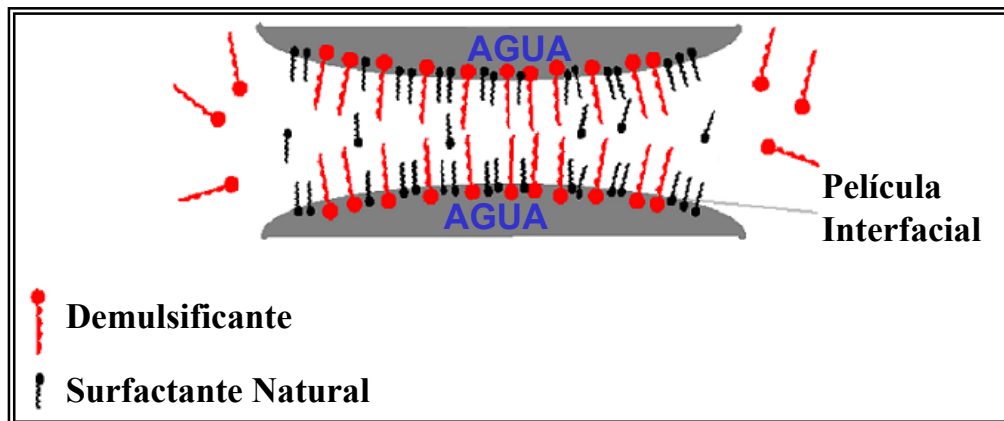


Fig. N° 6: Adsorción del demulsificante en la interfase.

El tratamiento químico de una emulsión es normalmente efectivo y económicamente viable, sin embargo debe ser utilizado en conjunción con otros métodos de tratamiento para lograr una satisfactoria separación de la emulsión. El éxito del tratamiento químico depende de: la elección apropiada del tipo y dosificación del demulsificante, proveer suficiente agitación para causar un íntimo contacto entre el químico y la emulsión, la adición de calor siempre que sea necesario y suficiente tiempo de asentamiento para obtener la separación.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas: La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los demulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento. Además que la emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento. Las desventajas del tratamiento químico son: una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales; y no siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.^[6,10]

La selección del demulsificante óptimo para una emulsión dada depende de varios factores. Las propiedades fisico-químicas del producto deben anular o destruir la

efectividad del emulsificante bajo las condiciones en que se encuentra la emulsión. Algunas veces son necesario diferentes compuestos químicos dependiendo del punto de inyección del demulsificante; en el pozo, en la línea de flujo o en la entrada a los tanques. Puede ser necesario y conveniente cambiar el demulsificante utilizado en campo varias veces durante la vida productiva del pozo, debido a los cambios en las características del crudo, la emulsión y las condiciones de producción.

La aplicación de calor a una emulsión luego que el demulsificante ha sido inyectado incrementa la efectividad del químico, ya que reduce la viscosidad de la emulsión y facilita el mezclado entre ésta y el demulsificante. Asimismo, las reacciones químicas en la interfase agua-crudo se llevan a cabo con más rapidez a mayores temperaturas y acelera el proceso de tratamiento.

Para obtener una máxima efectividad el químico debe ser dosificado tan lejos como se pueda aguas arriba del proceso de tratamiento, de tal forma de maximizar la agitación y el tiempo de contacto. La agitación es un factor muy importante, ya que permite el mezclado efectivo del demulsificante y ayuda a la floculación y la coalescencia de la fase dispersa, no obstante, una excesiva agitación puede ser contraproducente para el proceso, debido a que podría formar otra emulsión o agudizar la ya presente.^[14]

Desde el punto de vista de la aplicación del demulsificante, el tratamiento químico puede ser dividido en cuatro categorías: Inyección a fondo de pozo, inyección en la línea de flujo, tratamiento por carga (inyección directa al tanque) y mezclado de químico y emulsión por recirculación.

Los productos químicos demulsificantes, son mezclas de diferentes polímeros de alto peso molecular, cada uno con características específicas. Algunos tipos de estos polímeros de mencionan a continuación: ^[2,10]

- **Poliglicol ésteres:** caracterizado por rápido rompimiento de la emulsión, tienden a dejar un poco de agua en el crudo y a veces presentan problemas de sobretratamiento.
- **Derivados de resinas de bajo peso molecular:** tienden a un rápido asentamiento de las gotas de agua, están sujetos a formar sobretratamiento a emulsiones de alta gravedad °API.
- **Derivados de resinas de mediano y alto peso molecular:** generalmente tienen una fuerte tendencia a humedecer los sólidos y favorecer el rompimiento de las gotas de agua, siempre son usados en combinación con otros compuestos químicos.
- **Sulfonatos:** buenos humectantes de sólidos y tienen capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, tienen una baja tendencia al sobretratamiento particularmente a emulsiones de alta gravedad API, pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- **Aceites y ésteres polimerizados:** provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, por eso son aplicados en combinación con otros químicos.
- **Alcanoaminas:** producen el rompimiento de las gotas de agua, son mezclados con otros productos para mejores resultados.
- **Fenoles oxialquilados:** son agentes de mojabilidad que se mezclan con poliglicol ésteres o alcanolaminas etóxiladas como agentes para favorecer la floculación.
- **Poliáminas:** permiten a menudo producir una floculación rápida por reducción considerable de la repulsión eléctrica.

6.3- Calentamiento

El calentamiento es un método universalmente utilizado para la deshidratación de emulsiones agua en crudo. Cuando una emulsión es calentada, la viscosidad del crudo se reduce y el tiempo requerido para el asentamiento de las gotas de agua es menor. El calor inclusive reduce la eficacia del agente emulsificante y hace posible que la coalescencia de las gotas sea más rápida. Debido a que el agua tiene una conductividad térmica cuatro veces más alta que la del crudo y una capacidad calorífica también mayor, es recomendable utilizar baños de agua para el calentamiento del crudo; esto se debe a que un volumen determinado de agua es capaz de almacenar más calor que un mismo volumen de crudo, la transferencia de calor es más rápida, se mantienen menores las temperaturas de pared en los calentadores y menor riesgo de formación de coque en los tubos de los calentadores.

Dos emulsiones de agua en crudo con viscosidad similar no siempre requerirán las mismas temperaturas de tratamiento. Inclusive emulsiones provenientes de un mismo pozo o de una misma formación pueden requerir temperaturas de tratamiento diferentes. Por otra parte, las emulsiones deben ser tratadas a la menor temperatura efectiva de operación posible para evitar la evaporación de los hidrocarburos más livianos. En los casos en que el crudo tiene un alto contenido de agua libre, es recomendable separarla antes del calentamiento para evitar gastos innecesarios en el calentamiento del agua.^[6,10]

El tratamiento térmico de emulsiones puede ser realizado por diferentes mecanismos de calentamiento, los cuales pueden ser: calentamiento en línea de flujo y calentamiento en tanques.

El calentamiento en la línea de flujo puede ser de fuego directo o de fuego indirecto. Este tipo de calentamiento consiste en el paso del fluido a través de uno o varios calentadores instalados en la línea de flujo. El calentamiento a fuego directo es aquel en que la línea de flujo tiene contacto directo con el fuego producido en los calentadores por la combustión de algún material o gas combustible. Este tipo de calentadores generalmente son utilizados en el calentamiento de líquidos a baja presión y no corrosivos.

El calentamiento por fuego indirecto es un sistema que consiste en un serpentín o tubo, por donde circula la corriente principal, sumergido en un baño de agua u otro fluido caliente, el cual sirve como medio de calentamiento para el fluido que va por los tubos. Cuando el fluido de calentamiento es agua, la vida del calentador se prolonga ya que se previenen los daños a la superficie de los serpentines o los tubos. Estos tipos de calentadores son utilizados generalmente para el tratamiento de fluidos a altas presiones y/o corrosivos, ya que su mantenimiento es más fácil.

El calentamiento en tanques es un proceso que consiste en el suministro de calor al crudo directamente en el tanque donde se va a llevar a cabo el tratamiento de la emulsión. Para esto, se requiere un serpentín o tubos inmersos en el interior del tanque, por dentro de los cuales circula un fluido caliente que le transfiere calor al crudo. Este tipo de calentamiento es utilizado generalmente para prevenir variaciones bruscas de la temperatura ambiental o cuando el tratamiento es por cargas.

6.4- Empaques de coalescencia

Un empaque de coalescencia es una sección o compartimiento empaquetado en una unidad de tratamiento de emulsiones con un material de coalescencia, que como su nombre lo indica es usado para causar la coalescencia de la fase dispersa en gotas más grandes y de esta forma facilitar su separación de la fase continua de la emulsión. Un empaque es capaz de cumplir su función óptimamente siempre que el material del empaque sea mojable por la fase dispersa de la emulsión.

La separación de dos líquidos emulsificados por medio de un empaque de coalescencia opera de acuerdo al principio que dos líquidos inmiscibles con diferentes tensiones superficiales no pueden tomar posesión simultáneamente de una superficie dada. Este principio es denominado “mojado preferencial”.

Cuando la fase interna de la emulsión es agua el empaque debe estar mojado y sumergido en agua, de esta forma cuando las gotas de agua entren en contacto con el empaque, ellas serán adheridas a éste. Por otra parte, el crudo fluirá a través de los espacios porosos del empaque. La separación de los dos líquidos de la emulsión no se debe a un proceso de filtrado, sino a la mayor afinidad del material de coalescencia a ser mojado por la fase dispersa.

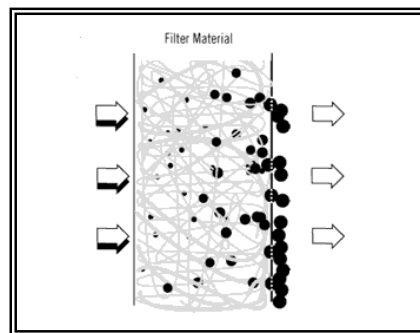


Fig. N° 7: Coalescencia a través del empaque.

Los materiales más utilizados para la confección de empaques de coalescencia de emulsiones agua en crudo son el “**Excelsior**” y la lana de vidrio. El Excelsior es madera cortada en finas y largas fibras y proviene generalmente de los árboles de pino o de algodón. La lana de vidrio es un material sintético que es mucho más resistente que el Excelsior, por lo que las necesidades de mantenimiento y recambio son menores que en el caso de la madera, sin embargo los altos costos de inversión en la compra de la lana hace generalmente más rentable la utilización del Excelsior.^[2,10]

6.5- Filtración

El proceso de filtración para separar una emulsión obedece al mismo principio utilizado en los empaques de coalescencia, es decir la mojabilidad preferencial que tiene un material por una de las dos fases. El sistema de filtración para tratar la emulsión consiste en un empaque de finas fibras de un material poroso; a través de los poros la fase continua

debe ser capaz de fluir mientras que las gotas de la fase dispersa serán atrapadas u obstaculizadas por el material.

El empaque utilizado para la filtración debe estar mojado y sumergido por la fase continua, de tal forma de facilitar el paso de dicha fase y obstaculizar a la fase dispersa. Las gotas de agua dispersas, en este caso serán atrapadas por el empaque y comenzarán a coalescer hasta asentarse y separarse del crudo.



Fig. N° 8: Empaque típico de Excelsior.

El Excelsior es el material que preferencialmente se utiliza para confeccionar los filtros de emulsiones. Este material a pesar de tener una mayor mojabilidad por el agua que por el crudo, puede fungir como filtro de emulsiones siempre y cuando sea inicialmente mojado por crudo y mantenido sumergido en él; de esta forma las gotas de agua no podrán tomar posesión o adherirse al Excelsior, ya que toda la superficie del material se encontrará mojada por la fase continua. En la medida en que las gotas de agua puedan posicionarse sobre el Excelsior, la efectividad del filtrado será menor. Otros materiales como lana de vidrio y materiales porosos de plástico o metal también suelen ser utilizados como medio filtrante, sin embargo la aplicación de éstos, inclusive el Excelsior, no es muy amplia en algunos casos por la dificultad de obtener el efecto de filtración deseado.^[2,6]

6.6- Separación electrostática

Una emulsión agua en crudo puede ser separada por la exposición de ésta a un campo eléctrico de alto potencial. Por medio del campo eléctrico la película formada por los agentes emulsificantes es rota originando que las moléculas de agua se rearreglen y haya una mutua atracción entre ellas. Una vez atraídas las moléculas de agua, comienza la coalescencia de las gotas y la posterior separación de las fases.

Cuando la cantidad de partículas de agua en el crudo es muy grande, hay una tendencia a formar cadenas de partículas de agua que cuando se sitúan entre los electrodos causan condiciones de corto circuito. Por esta razón, al introducir una emulsión en un campo eléctrico se debe mantener cierto grado de turbulencia para romper las posibles cadenas de moléculas de agua que se puedan formar. En el caso de crudos pesados, el riesgo de formación de cadenas es menor y no se necesita tanta turbulencia.^[15]

Este tipo de tratamiento se lleva a cabo en equipos horizontales cuando el volumen de crudo es muy grande y en equipos verticales cuando la capacidad necesaria es menor. Las temperaturas a las cuales se lleva a cabo el tratamiento pueden ser de hasta 200 °F, dependiendo de la naturaleza de la emulsión. El campo eléctrico es provisto a través de dos electrodos en paralelo dispuestos dentro del recipiente y el potencial es generado por transformadores eléctricos. El volumen de los recipientes de tratamiento y los tiempos de residencia son menores que en los tanques de asentamiento debido a la rápida coalescencia de las gotas en presencia del campo eléctrico.^[2]

6.7- Centrifugación

Debido a la diferencia de densidades entre el agua y el crudo, la fuerza centrífuga puede ser usada para separar una emulsión. La separación por centrifugación no ha sido ampliamente utilizada en tratamiento de emulsiones en campo o a gran escala, debido a su alto costo inicial, altos costos de operación y baja capacidad de procesamiento. Sin

embargo, este tipo de separación se utiliza a nivel de laboratorio para determinar el contenido de agua y sólidos y sedimentos presentes en una muestra de emulsión.

6.8- Lavado con agua

Cuando una emulsión se hace pasar a través de un exceso de fase interna, las gotas de dicha fase tienden a coalescer y la separación de las fases es más fácil. Este es el principio de un lavado con agua. Este sistema de tratamiento consiste en un tanque u otro tipo de recipiente donde el crudo emulsionado es alimentado por el fondo a través de un distribuidor de líquido. El recipiente de tratamiento posee una cierta altura de agua, a través de la cual fluye de forma ascendente el crudo emulsionado con agua. De esta forma las gotas de agua contenidas en el crudo se ven forzadas a coalescer en el exceso de agua; el crudo que alcanza la superficie se encontrará con un menor contenido de agua mientras que las gotas de agua tenderán a decantarse al fondo del recipiente.

La eficiencia del lavado con agua depende principalmente del distribuidor del crudo alimentado. El distribuidor de crudo debe ser capaz de dividir toda la corriente alimentada en muchas corrientes más pequeñas y distribuidas uniformemente a lo largo de toda el área de sección del recipiente, de esta forma se logra un íntimo y máximo contacto entre las gotas presentes en la emulsión y el “colchón de agua”, permitiendo la coalescencia de las gotas.^[2]

6.9- Combinación de sistemas para tratamiento de emulsiones

En la figura N° 9 se presenta un equipo de tratamiento de emulsiones que consiste en un recipiente que posee un calentador de fuego directo y un “colchón” de agua en el fondo que permite realizar el lavado del crudo con agua. Este tipo de equipos permite separar el gas en la zona del tope y por supuesto el agua del crudo, así como también provee el calentamiento continuo del sistema a medida que el tratamiento se lleva a cabo.

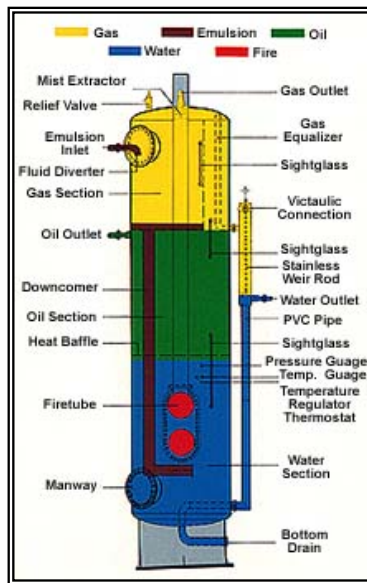


Fig. N° 9: Calentador Tratador de emulsiones

En la figura N° 10 se muestra un sistema completo de tratamiento que consiste en un separador de agua libre y gas, un calentador tratador del crudo y los tanques de almacenamiento del crudo depurado.

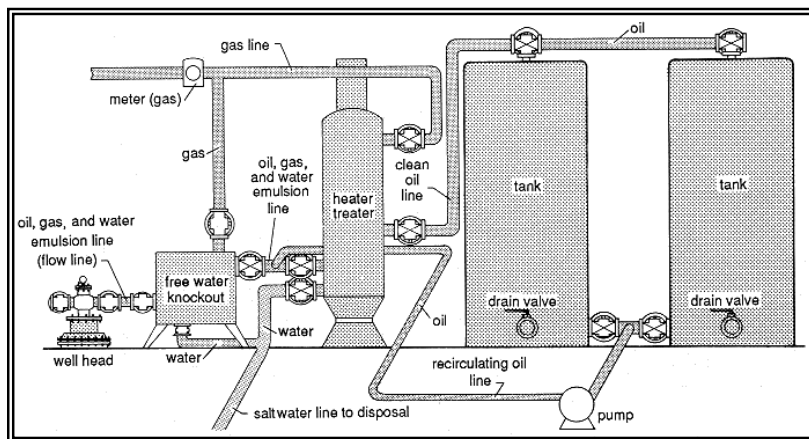


Fig. N° 10: Sistema de tratamiento de emulsiones.

Cabe destacar que en cada uno de los sistemas de tratamiento antes mostrados la inyección de cualquier químico demulsificante a la corriente de proceso debe hacerse aguas

arriba del sistema de tratamiento, tan lejos como sea posible, de forma tal de garantizar que para el momento del tratamiento la emulsión ya se encuentre desestabilizada y la separación de las fases sea más rápida y sencilla.

7- SEPARACIÓN SÓLIDO LÍQUIDO

Se refiere a la separación de sólidos y líquidos mediante el flujo del líquido a través de medios porosos u otros medios que retienen las partículas sólidas. El mismo objetivo se puede alcanzar por diferentes vías, entre las que se encuentra el asentamiento por gravedad, por flotación o uso de fuerza centrífuga en una centrífuga o ciclón u otra fuerza impulsora que promueva el flujo del líquido. Un concepto más general se refiere a la separación de partículas insolubles de sólidos de líquidos de alguna manera mecánica^[16].

Cuando se habla de tecnología de separación sólido - líquido hay que tomar en cuenta algunas propiedades básicas de las partículas sólidas y del líquido.

7.1- Propiedades de partículas sólidas y del líquido

7.1.1- Propiedades de las partículas sólidas

Las partículas sólidas se caracterizan por su forma, el tamaño y la densidad. La combinación de estas propiedades determinan, por ejemplo: si la sedimentación es rápida o lenta, el tipo de medio filtrante, etc^[17].

- ***Forma de las partículas:*** las partículas de líquidos son casi siempre esféricas por las fuerzas de tensión superficial en el líquido que hacen que sea uniforme en forma. Por el contrario, las partículas sólidas son raramente esféricas o uniformes en forma. Muchas partículas son esencialmente cristalinas con muchas combinaciones de formas, lo que permite asegurar que la gran mayoría de las partículas sólidas son de forma irregular. Es frecuente describir la forma de estas partículas en términos de parámetros numéricos, que

permiten de forma simple comparar su forma con la de una esfera. La forma de una partícula esférica individual se expresa convenientemente en función de un factor λ , que es independiente del tamaño de las partículas^[17,18]. Este factor es la unidad para cubos, esferas y cilindros cuya longitud sea igual al diámetro. Para las partículas de forma irregular es mayor que la unidad.

- **Tamaño de las partículas:** el tamaño de las partículas comúnmente se expresa en términos de un tamaño *promedio* de partículas. No es correcto asumir que la distribución del tamaño es uniforme alrededor de un diámetro promedio (o diámetro equivalente), siguiendo la forma de una curva Gaussiana; en la práctica, el tamaño promedio de partículas de polvos finos y suspensiones reducidas a polvo, corresponden a curvas modales o bimodales^[17,19]. Existen diferentes métodos para medir el tamaño de las partículas que incluyen análisis por tamizado, sedimentación diferencial, medida de la porosidad en lechos fijos, absorción luminosa de las suspensiones, adsorción de gases sobre las partículas y análisis visual por medio del microscopio.

Por convenio, se expresan los tamaños de las partículas en unidades diferentes, dependiendo de los tamaños. Las partículas gruesas se miden en centímetros o pulgadas, las partículas finas, en función del número de los tamices, las partículas muy finas, en micrones o milimicrones. Las partículas ultra finas se describen a veces en función de su área superficial por unidad de masa, generalmente en metros cuadrados por gramo.

Serie de tamices patrón: los tamices patrón se usan para medir el tamaño (y la distribución de tamaño) de las partículas comprendidas entre 76.000 micrones (3 pulgadas) y 38 micrones (0,0015 pulgadas). Los tamices patrón se fabrican de tela metálica cuyas mallas y dimensiones están cuidadosamente normalizadas. Las aberturas son cuadradas. Los tamices se identifican por el número de mallas por centímetro (o pulgada). Sin embargo, las aberturas reales son menores que la correspondientes al número de mallas a causa del espesor de los alambres. Una serie común, es la serie de tamices patrón de Tyler que se basa en la abertura del tamiz de 200 mallas, que se establece en 0,0074 cm. El área de las aberturas en cualquier tamiz de la serie es exactamente el doble de las aberturas del

tamiz inmediato inferior. La relación de la dimensión real de las mallas de cualquier tamiz a la del inmediato inferior es entonces $\sqrt{2} = 1,41$ [18].

- **Densidad de las partículas:** la velocidad con la que sedimenta una partícula bajo la acción de la gravedad o una fuerza centrífuga, es directamente proporcional a la diferencia de densidades entre las partículas y el líquido en el cual se desplaza. De allí la importancia de conocer la densidad de las partículas.

7.1.2- Propiedades de los líquidos

Existen cuatro propiedades de los líquidos de importancia en la tecnología de separación; estas son densidad, viscosidad, tensión superficial y volatilidad [17].

- **Densidad del líquido:** la densidad es fundamental en técnicas de separación cuando ésta dependa de la diferencia de densidad entre el líquido y el sólido, como en la sedimentación tanto por gravedad como por centrifugación. Usualmente se prefieren grandes diferencias de densidad por lo que se utiliza el efecto de la temperatura en la densidad de los líquidos para acentuar dicha diferencia.

- **Viscosidad del líquido:** esta propiedad es importante ya que su alteración frecuentemente tiene profundo efecto en la velocidad de filtración o en el contenido residual de mezcla en los sólidos separados. La viscosidad puede ser reducida por incremento de la temperatura o por dilución con un segundo líquido (totalmente miscible).

- **Tensión Superficial:** la tensión superficial es significativa en la separación ya que esta controla la facilidad con la que un líquido moja o humedece una superficie sólida en contacto con él. Una resistencia al mojado o humidificación puede interferir en la filtración.

- **Volatilidad:** esta propiedad es importante considerarla ya que a medida que la volatilidad de un líquido se incrementa, la posibilidad de utilizar filtración al vacío se reduce, y se acelera la evaporación del líquido si es filtrado al vacío.

7.2- *Fuerzas impulsoras*^[17,18].

La elección de la fuerza motriz más adecuada para la separación de un sistema líquido sólido debe tomar en cuenta muchos y diversos factores, sin embargo no es posible definir una simple y precisa lista de reglas que gobiernen dicha selección. No obstante las siguientes generalizaciones son de gran ayuda en la elección del sistema adecuado:

7.2.1- Separación por Gravedad: tiene la virtud de ser un proceso simple y tener costos de operación muy bajos. Por otra parte los equipos necesarios son de gran tamaño, mientras que los sólidos obtenidos de la separación generalmente contienen cantidades apreciables de líquidos, por lo cual, este tipo de separación no es recomendable cuando se necesita que los sólidos queden con el menor contenido de líquido.

7.2.2- Separación al Vacío: este tipo de separación puede ser llevada a cabo fácilmente por succión de una bomba ordinaria de líquido o por la circulación de un gas a través de una bomba rotatoria de vacío o un eyector de vapor. Sus ventajas son amplias desde el punto de vista del funcionamiento mecánico ya que se requieren equipos simples para generar el vacío y de menos restricciones que en los equipos que operan a presión. Sus desventajas son, comparadas con los filtros a presión, que la cantidad de sólidos obtenidos por unidad es baja y los equipos son de gran tamaño y relativamente costosos; desde el punto de vista del proceso el contenido de líquido en la torta puede ser relativamente alto (por lo cual se hace necesario una operación posterior de secado), mientras que los líquidos volátiles no pueden ser manejados por este tipo de filtros o se requieren de técnicas especiales.

7.2.3- Separación por Presión: mediante esta técnica se puede obtener una gran cantidad de sólidos por unidad de área, por lo que los equipos pueden ser más pequeños y por lo tanto más fácilmente ajustables al circuito de proceso; así mismo no tiene dificultad en el manejo de líquidos volátiles. Su principal desventaja es la dificultad de descarga continua de los sólidos separados. Aunque las presiones de operación pueden ser

ocasionalmente tan altas como 100 bar o más, la caída de presión rara vez excede los 10 bar.

7.2.4- Separación por Centrifugación: la centrifugación proporciona la máxima fuerza de separación. En el caso de ciclones, la construcción es extremadamente simple y compacta y sus costos de instalación y operación son bajos. Por otra parte, debido a los bajos tiempos de residencia la eficiencia de separación disminuye rápidamente para partículas por debajo de los 10 μm y los sólidos son descargados como un lodo. Las centrifugas utilizan generalmente menores fuerzas que los ciclones pero tienen un mayor tiempo de residencia, el cual en un margen amplio puede ser variado de acuerdo a las necesidades para obtener las máximas eficiencias de separación posible inclusive para partículas muy finas; la descarga de sólidos puede efectuarse en cargas o en forma continua^[18].

7.3- Pre-tratamiento de mezclas sólido-líquido

La separación de sólidos de un líquido puede ser facilitada si previamente es pre-tratada la mezcla, en muchos casos, la económica separación a escala industrial es virtualmente imposible si antes no es aplicado algún método de pre-tratamiento. Aún cuando estas técnicas en la industria son sinónimos de floculación o coagulación, estas son una pequeña parte de los métodos que se pueden aplicar dado los factores que intervienen en la separación. Estos factores principalmente son:

- 1.- Las propiedades del líquido, particularmente la viscosidad.
- 2.- La naturaleza de las partículas sólidas, así como su forma, distribución de tamaños, rigidez, etc.
- 3.- La concentración de los sólidos suspendidos.
- 4.- Las interacciones entre el líquido y las partículas sólidas, por ejemplo: la posibilidad de fácil mojado de las partículas por el líquido.

La tabla que se presenta a continuación es un resumen de las diferentes técnicas de pre-tratamiento y sus efectos en la separación sólido-líquido.

Tabla N° 1: Técnicas de Pre-Tratamiento.

Acción sobre	Técnica	Efectos
1. Líquido	1. Calentamiento	Reducción de la viscosidad, que acelera la filtración y la velocidad de asentamiento y se reduce el contenido de humedad en la torta.
	2. Dilución con solvente	
	3. Desgasificación	Se previene la formación de las burbujas de gas en el medio o en la torta que interfieren en la filtración.
2. Partículas Sólidas	1. Coagulación con aditivos químicos	Desestabilización de suspensiones coloidales. Permite la aglomeración de las partículas en micro-flóculos.
	2. Floculación por convección natural y forzada	Los micro-flóculos interactúan entre sí para permitir mayor aglomeración en flóculos grandes.
	3. Envejecimiento	El tamaño de las partículas individuales se incrementa. Por ejemplo: Crecimiento de cristales.
3. Concentración de Sólidos.	1. Colocación de: Tanques de asentamiento, ciclones, celdas de flotación o filtros espesadores	Incremento en la velocidad de filtración, especialmente si la concentración inicial es menos al 2 %.
	2. Eliminación de sólidos finos, utilizando sedimentación o ciclones	Se incrementa la velocidad de filtración y se reduce el contenido de humedad en la torta.
	3. Adición de polvo filtrante	Se incrementa la velocidad de filtración por más poros en la torta y la posibilidad de aumentar la concentración de sólidos.
4. Interacción Sólido - Líquido.	1. Tratamiento con Calentamiento	Métodos físicos que acondicionan el licor e induce la coagulación y/o floculación.
	2. Ultrasonido	
	3. Radiación Ionizada	
	4. Adición de agentes humectantes.	Reducen la tensión superficial, incrementa las características de drenado de la torta y disminuye el contenido de humedad en el residuo.

Una técnica muy utilizada como pre-tratamiento es la adición de agentes humectantes de sólidos, los mismos poseen una superficie activa que aumenta la mojabilidad de las partículas sólidas con el agua.

8- FILTRACIÓN

Filtración es el nombre de la operación unitaria en la cual se produce la separación de una mezcla de sólidos y líquidos mediante el paso del líquido a través de un medio poroso, que retiene la mayor parte de las partículas sólidas contenidas en la mezcla. Un filtro es un equipo por medio del cual se realiza la filtración. El medio filtrante es la barrera que permite que pase el líquido mientras retiene la mayor parte de los sólidos. Dicho medio puede ser una pantalla, tela, papel o un lecho de sólidos. El líquido que pasa a través del medio filtrante se conoce como filtrado.^[16,20]

La filtración y los filtros se pueden clasificar de varias formas:

1- Por la fuerza impulsora: el flujo de filtrado es inducido por el medio filtrante mediante la carga hidrostática (gravedad), presión aplicada corriente arriba del medio filtrante, vacío o presión reducida aplicada corriente abajo del citado medio o fuerza centrífuga aplicada al medio.

2- Por el mecanismo de filtración: aunque el mecanismo para la separación y acumulación de sólidos no está lo suficientemente claro, se suelen considerar dos modelos y constituyen la base para la aplicación de la teoría al proceso de filtración^[18]. Cuando los sólidos quedan retenidos en la superficie de un medio de filtración y se amontonan unos sobre otros para formar una torta de espesor creciente, la separación es conocida como **filtración de torta**. Cuando los sólidos quedan atrapados dentro de los poros o cuerpo del medio de filtración, se le denomina **medio filtrante de profundidad** o **filtración con clarificación**.



Fig. N° 11: Mecanismos de filtración.

3- Por el objetivo: la meta del proceso de filtración puede ser la obtención de sólidos secos (la torta es el producto de valor), líquido clarificado (el filtrado es el producto valioso) o ambas cosas. La recuperación de sólidos se obtiene mejor mediante la filtración de la torta, mientras que la clarificación del líquido se logra ya sea por la filtración en profundidad.

4- Por el ciclo operacional: la filtración puede ser intermitente (por cargas) o continua. Los filtros del modo intermitente pueden funcionar con una fuerza impulsora a presión constante, a velocidad constante o en ciclos variables con respecto a ambas magnitudes. Los ciclos en la filtración intermitente pueden variar de manera considerable dependiendo del área de filtro y de la carga de los sólidos.

5- Por la naturaleza de los sólidos: la filtración de torta puede incluir una acumulación de sólidos que puede ser compresible o no serlo, lo que corresponde, a grosso modo, en la filtración clarificadora a partículas deformables y a aquellas que no lo son. El tamaño de partícula o del agregado de partículas puede ser del mismo orden de magnitud que el tamaño mínimo de poro de la mayoría de los filtros (1 a 10 μm y mayor), o puede ser menor.

Estos métodos de clasificación no se excluyen mutuamente. Así, los filtros se dividen normalmente primero en los dos grupos de equipos de torta y clarificación, después en grupo de equipos que usan el mismo tipo de fuerza impulsora y posteriormente por cargas y continua. ^[17,20]

8.1- Medios filtrantes

Todos los filtros requieren un medio filtrante para la retención de sólidos, ya sea que el filtro esté adaptado para la filtración de tortas, como medio de filtración o filtración profunda. La especificación de un medio de filtración está basada en la retención de un tamaño mínimo de partículas y una buena eficiencia en la eliminación por separación, así como también una aceptable duración. La elección del medio de filtración es, con frecuencia, la consideración más importante para asegurar el funcionamiento satisfactorio de un filtro. Para la filtración de la torta, la selección del medio filtrante incluye la optimización de los siguientes factores: ^[16]

- 1.- Capacidad de detener los sólidos sobre sus poros con cierta rapidez, después de que se inicie la alimentación (esto es, propensión mínima a ser purgado).
- 2.- Baja velocidad de arrastre de sólidos hacia el interior de sus intersticios (esto es, propensión mínima a los atascamientos).
- 3.- Resistencia mínima a la corriente de filtrado (es decir, elevada velocidad de producción).
- 4.- Resistencia a los ataques químicos.
- 5.- Suficiente resistencia para soportar la presión de filtración.
- 6.- Resistencia aceptable al desgaste mecánico.
- 7.- Capacidad de descargar la torta con facilidad y limpieza.
- 8.- Capacidad de adaptación mecánica al tipo de filtro en el que se utilizará.
- 9.- Costo mínimo.

Para la filtración con medios filtrantes se aplican las consideraciones 3, 4, 5, 8 y 9 de la lista anterior, y es preciso agregar: ^[18,19]

- a). Capacidad para retener los sólidos que se requieren.
- b). Posibilidad de descarga de algunas hebras, pelusas o algún otro tipo de material en el filtrado.
- c). Capacidad para no saturarse con rapidez. (larga duración).

En la selección del medio filtrante se incluyen innumerables tipos de telas, tejidos de fibras, fieltro o fibras no tejidas, y sólidos porosos o sinterizados, membranas poliméricas o sólidos particulados en forma de lechos permeables. Todos los medios filtrantes se encuentran disponibles en una gran variedad de materiales. Existen telas de fibras tejidas, telas metálicas o tamices, filtros prensados y borra de algodón, papeles de filtro, medios porosos rígidos, membranas poliméricas y lechos granulares de partículas entre otros.

Telas metálicas o tamices: existen diferentes tipos de tejidos en níquel, cobre, latón, bronce, aluminio, acero, acero inoxidable, Monel y otras aleaciones. En los tejidos lisos el espaciado más pequeño entre los hilos es el de 400 mallas (400 mesh) lo cual limita el empleo de este tipo de tejidos. La buena resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas hace que las filtraciones realizadas con medios filtrantes metálicos sean recomendables para aplicaciones de larga vida. ^[16]

8.2- Selección del equipo para filtración

Si el diseñador de un proceso que puede proporcionar la separación mecánica de los sólidos contenidos en un líquido ha decidido que la filtración es la forma de realizar el trabajo o considera que se deben esperar hasta que se hayan establecidos los detalles de selección del equipo, la elección del filtro y las condiciones de filtración adecuadas aún pueden ser difíciles. A pesar de que hay bastante libertad para la determinación de la operación unitaria que se debe utilizar, la selección del equipo de filtración incluye un

balance de las especificaciones y objetivos del proceso en relación con la capacidad y características de las diferentes selecciones del equipo disponible. Los factores importantes relacionados con el proceso son el carácter de la suspensión, la capacidad de producción, las condiciones del proceso, los requerimientos de funcionamientos y los materiales de construcción aceptables.^[16,21]

Los factores fundamentales relacionados con el equipo son del tipo de ciclo (intermitente o continuo), la fuerza impulsora, las velocidades de producción de las unidades más pequeñas y más grandes, el grado de la separación, la capacidad de lavado, la confiabilidad, los materiales adecuados de construcción y el costo. Entre los factores del proceso y equipo se debe considerar el precondicionamiento de la suspensión y el empleo de ayuda para la filtración.

Las características de la suspensión determinan si es adecuado un filtro de clarificación o de torta, y si se opta por este último, dichas características determinan la velocidad de formación y la naturaleza de la torta. Asimismo, afectan la selección de la fuerza impulsora y el ciclo, así como el diseño específico del equipo.

No existen técnicas absolutas de selección para llegar a la elección “óptima”, porque están incluidos demasiados factores, muchos de ellos difíciles de cuantificar y no es raro que algunos sean contradictorios en sus demandas. Sin embargo, se dispone de algunas sugerencias generales publicadas para guiar al ingeniero que se enfrenta a la selección del equipo de filtración.^[21,22]

9- SEPARACIÓN CENTRÍFUGA

Las centrífugas para la separación de los sólidos contenidos en los líquidos son, generalmente, de dos tipos: **(1)** centrífugas de sedimentación, en las que se requiere una diferencia de densidades entre las dos fases (sólido-líquido), y **(2)** centrífugas de filtración (para la separación sólido-líquido), en la que la fase sólida está soportada y se retiene en

una membrana permeable a través de la cual pasa libremente la fase líquida. Las centrífugas abarcan gran variedad de aplicaciones, que incluyen desde las separaciones de partículas de carbonato de calcio menores de 10 μm a partículas gruesas de carbón de 0,013 m (0,5 pulg).^[17]

La mezcla sólido-líquido se introduce como alimentación en una cesta rotatoria provista de paredes perforadas o acanaladas. Recubriendo la pared se encuentra un medio de filtración tal como lona o tela metálica. La presión producida por la acción centrífuga obliga al líquido a pasar a través del medio filtrante, dejando detrás los sólidos.

Una cierta partícula en un fluido determinado, sedimenta, por la acción de la gravedad, con una velocidad máxima fija. Para aumentar la velocidad de sedimentación puede reemplazarse la fuerza de gravedad que actúa sobre la partícula por una fuerza centrífuga mucho mayor.^[16,18]

Los separadores centrífugos han reemplazado en gran parte a los separadores gravitacionales en las operaciones de producción, a causa de su mayor eficacia para separar gotas y partículas finas y de su tamaño mucho menor para una capacidad dada.^[21,22]

9.1- Ciclones

Este equipo está formado por un cilindro vertical con el fondo cónico, una entrada tangencial cerca de la parte superior, y una salida de sólidos por el fondo del cono. La entrada es generalmente rectangular. La conducción de salida se prolonga dentro del cilindro para impedir que se formen cortocircuitos entre la mezcla sólido-líquido y la salida. El líquido cargado con las partículas sólidas recibe un movimiento rotacional al entrar en el cilindro. El vórtice así formado desarrolla una fuerza centrífuga que actúa arrojando radialmente las partículas hacia la pared, simultáneamente hay un movimiento radial hacia el interior del cilindro del líquido; una pequeña parte del líquido junto con las partículas sólidas son empujadas hacia la pared. En otras palabras, bajo el efecto de una fuerza centrífuga, la fase sólida más densa que la fase líquida sedimenta sobre las paredes del

cilindro (sedimentación). Simultáneamente, la fase más ligera, capaz de flotar, se desplaza hacia el menor diámetro (flotación).^[16,18]

Desde el punto de vista teórico, un ciclón es un aparato de sedimentación en el que se utiliza una fuerza centrífuga radial elevada en vez de la débil fuerza de gravedad, que actúa verticalmente. La fuerza centrífuga en un ciclón varía desde 5 veces la de la gravedad en los aparatos grandes que operan a baja velocidad hasta 2500 veces la de la gravedad en aparatos pequeños que funcionan a alta presión.^[20]

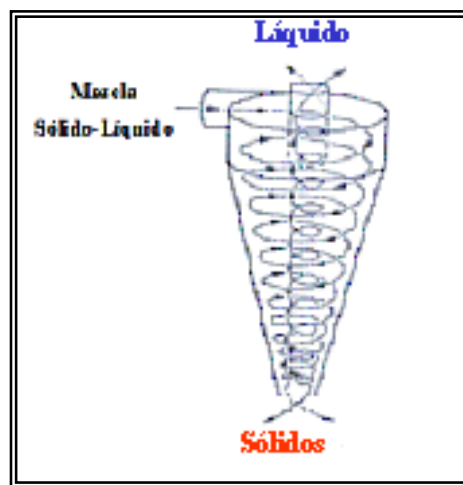


Fig. N°12: Ciclón para la separación de mezclas sólido-líquido.

9.2- Sedimentadores centrífugos

Cuando una partícula esférica de tamaño d sedimenta en un líquido viscoso por gravedad g , la velocidad terminal o de sedimentación V_S , está determinada por el balance entre la flotabilidad de la partícula y la viscosidad de acuerdo con la ley de Stokes. En un flujo con rotación, la ley de Stokes se modifica por el término “gravedad centrífuga” $G = \Omega^2 r$, de la forma:^[16]

$$V_S = \frac{1}{18 \cdot 60 \mu} \Omega^2 r (\rho_S - \rho_L) d^2 \quad (2)$$

Donde:

V_s : velocidad de sedimentación (cm/s).

Ω : velocidad angular de rotación (rev/min).

r : radio desde el eje de rotación. (cm).

ρ_s : densidad de las partículas sólidas (g/cm^3).

ρ_L : densidad del líquido (g/cm^3).

d : diámetro de la partícula sólida (cm).

μ : viscosidad del líquido (P)

Con el objetivo de obtener una buena separación o una alta velocidad de sedimentación, una combinación de los siguientes parámetros es, generalmente, suficiente:

- 1.- Alta velocidad centrífuga.
- 2.- Un gran tamaño de partícula.
- 3.- Una alta diferencia entre las densidades del sólido y del líquido.
- 4.- Un gran radio.
- 5.- Una baja viscosidad.

Además de estos cinco parámetros anteriores, la velocidad de sedimentación es muy sensible a los cambios de la velocidad y al tamaño de partícula, ya que varía según el cuadrado de ambos parámetros. La velocidad de rotación puede aumentarse hasta un límite periférico, como la unidad de engranajes. Una gran diferencia entre las densidades permite igualmente alcanzar una mayor velocidad de sedimentación y viceversa. Al contrario que la separación en el campo gravitacional, que es constante, la velocidad de sedimentación en un campo centrífugo aumenta linealmente con el radio. Así, los grandes radio favorecen la sedimentación. La sedimentación de partículas es favorable cuando se realiza en un líquido menos viscoso. Algunos procesos se realizan a alta temperatura porque la viscosidad disminuye con respecto al valor original a temperatura ambiente.^[17,18]

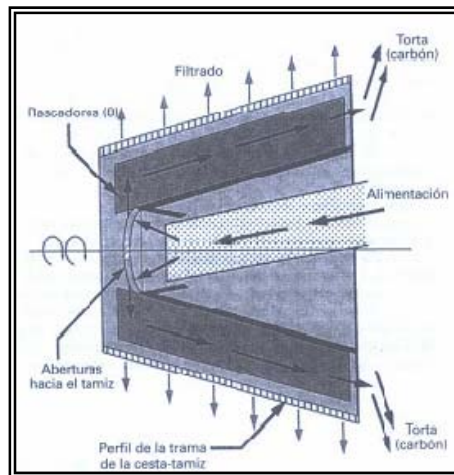


Fig. N°13: Sedimentador Centrífugo.

9.3- Decantadores centrífugos^[16]

El decantador centrífugo consta de un recipiente de paredes sólidas con un tornillo o transportador entre el sólido y el líquido de entrada y descarga. Tanto el recipiente como el transportador giran a una alta velocidad, aunque con una pequeña diferencia de velocidades entre ambos elementos, que es la responsable del desplazamiento de los sólidos sedimentados a lo largo del equipo, desde la parte cilíndrica hasta la sección cónica de descarga. El equipo está ensamblado de forma horizontal habitualmente, sobre unos rodamientos. El recipiente puede tener una forma cónica o cilíndrica o, como sucede en la mayoría de las ocasiones, una combinación de ambas.

La suspensión se introduce en la zona de aceleración a través de una conducción fija localizada próxima al eje de la máquina. Se pone en movimiento y se acelera por el contacto con las superficies en rotación a una determinada velocidad angular con anterioridad a la descarga del líquido, en la parte de la pileta, como consecuencia de la separación a través de una serie de orificios en el elemento transportador. En las zonas de estancamiento, bajo una aceleración centrífuga, los sólidos sedimentan sobre las paredes del recipiente, mientras que el líquido clarificado se desplaza radialmente hasta la zona de estancamiento. Seguidamente, el líquido fluye en la dirección del canal helicoidal, logrando que este sea arrastrado hasta el vertedor. La zona de recepción del filtrado puede ajustarse

mediante un cambio en la posición radial de las aberturas de los vertedores, que presentan forma de orificios circulares o de ranuras en forma de media luna.

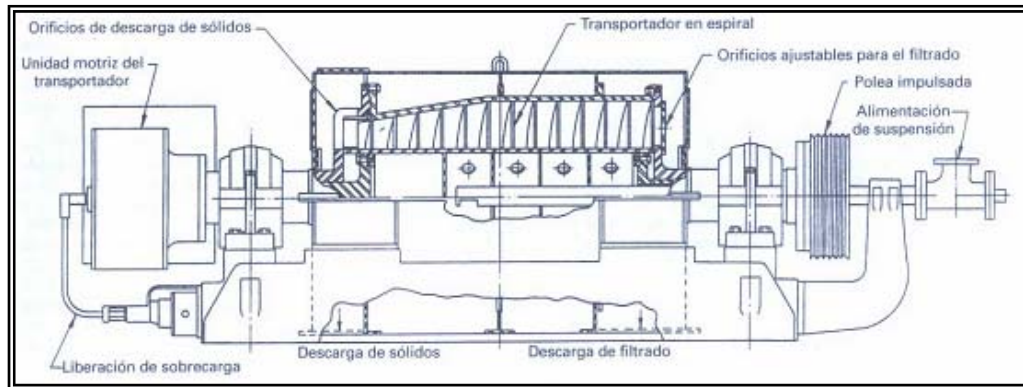


Fig. N° 14: Decantador Centrífugo.

La torta de sólidos adheridas a las paredes del recipiente es transportada mediante la velocidad diferencial, desde la parte cilíndrica hasta la zona cónica, también conocida como playa. El ángulo de la mitad del cono tiene entre 5° y 20° . La torta se sumerge en la zona estancada en la zona cilíndrica y al comienzo de la playa. En esta región, la capacidad ascensional del líquido ayuda a reducir el peso efectivo de la torta bajo una fuerza centrífuga, disminuyendo el par de torsión para el transporte. Posteriormente los sólidos emergen y se desplazan a través de la zona denominada “playa seca”, donde no existe fuerza de flotación, lo que se traduce en un transporte más difícil y en un mayor par de torsión. En esta sección, el sólido es deshidratado y el filtrado es recirculado.^[18]

Capítulo III

DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

1- CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO SLOP Y DE LAS DIFERENTES SEGREGACIONES QUE LO COMPONEN

La caracterización del crudo Slop y de las demás segregaciones (Sur Mediano, Lagunillas Lago y Bachaquero Lago) consistió principalmente en la medición de la gravedad °API, la medición de la cantidad de agua y sedimentos presentes en cada uno de los crudos y la separación y el análisis granulométrico de los sólidos presentes en el crudo Slop. Los procedimientos para la determinación de la gravedad °API, el análisis de agua y sedimentos y el análisis granulométrico se detallan a continuación.

1.1- Medición de gravedad °API por el método del hidrómetro

La determinación de la gravedad °API, se realizó según la norma venezolana COVENIN 883-82^[23]. En líneas generales la gravedad °API se lee, observando el hidrómetro °API que flota libremente sumergido en el crudo y anotando la graduación más cercana a la aparente intersección de la superficie del plano horizontal del líquido con la escala vertical del hidrómetro, después que estabilice la temperatura. La temperatura de la muestra se toma separadamente de un termómetro adecuado o de un termómetro que forma parte integral de hidrómetro (termohidrómetro).

El procedimiento para determinar la gravedad °API fue de la siguiente manera:

- 1.- Se transfiere cuidadosamente la muestra a un cilindro limpio, sin salpicar, para evitar la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de los constituyentes de bajo punto de ebullición en las muestras más volátiles.

- 2.- Se introduce suavemente el hidrómetro en la muestra y se permite que se estabilice. Se debe mantener el resto del vástago seco. Se deja reposar suficiente tiempo para que el hidrómetro quede completamente estacionario.
- 3.- Cuando el hidrómetro se estabilice y flote libremente, leer el hidrómetro en la división más cercana de la escala y se registra la temperatura de la muestra.
- 4.- Posteriormente se corrige la lectura por temperatura y por porcentaje de agua y sedimentos.

1.2- Medición de densidad por el método del densímetro

En ciertos casos excepcionales, la medición de la densidad del crudo debe practicarse con métodos alternativos diferentes al más comúnmente utilizado, el método del hidrómetro. En circunstancias en que la cantidad de agua y sedimentos del crudo es muy amplia, la gravedad °API medida por el método del hidrómetro no puede ser corregida satisfactoriamente por la alta cantidad de estos elementos. Por ello se hace necesario tomar una muestra de crudo y deshidratarlo completamente con un producto químico rompedor rápido de emulsiones, de tal forma de colocar el crudo en proporciones de agua y sedimentos que al medírseles su gravedad °API, el valor pueda ser corregido fácilmente por su contenido de agua y sedimentos mediante las tablas diseñadas para tal fin.

Sin embargo, al practicar la deshidratación del crudo las cantidades que se obtienen completamente deshidratado son pequeñas e insuficientes para practicar la medición de la gravedad °API por el método del hidrómetro, ya que se requiere una cantidad de crudo suficiente para llenar un cilindro. Ante esta situación, existe un equipo denominado densímetro por medio del cual se puede medir la densidad del crudo o de cualquier otra sustancia con pequeñas cantidades de muestra.

Una vez medida la densidad del crudo con el densímetro, se debe hacer la equivalencia del valor de densidad en el valor de gravedad °API correspondiente al crudo por medio de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{g.e.} - 131,5 \quad (3)$$

Donde:

°API: gravedad API

g.e.: gravedad específica del crudo (adim)

Para información referente a la descripción funcional del equipo, su operación y el procedimiento de medición, consultar el **anexo I**.

1.3- Análisis de agua y sedimentos

Este procedimiento permitió definir el contenido de agua y sedimentos de los crudos por el método de centrifugación. Se realizó según la norma venezolana COVENIN 2683-90^[24].

El procedimiento general para determinar el porcentaje de agua y sedimentos fue el siguiente:

- 1- Agitar vigorosamente la muestra antes de transferirla a la probeta de centrifugación.
- 2- Se llenan dos botellas de centrifugación hasta la marca de los 50 ml con el xileno y luego se completa hasta la marca de los 100 ml con la muestra de crudo. Se tapan las botellas y se agitan hasta que el contenido se mezcle bien.
- 3- Se sumergen las botellas en el baño térmico y se calientan a 60 °C durante 10 minutos. Se colocan las botellas en las copas del soporte giratorio de la centrífuga, en lados opuestos de la centrífuga a fin de establecer una situación de equilibrio de

fuerzas. Luego se efectúa la centrifugación a una velocidad de 1500 rpm durante 10 minutos.

- 4- Se lee y se registra el volumen de agua y emulsión que posee la muestra. Se reporta la suma de las dos lecturas, como el porcentaje de agua libre y emulsión en la muestra.
- 5- Estas mismas botellas se agitan vigorosamente hasta que el contenido se mezcle bien y se les añade 10 gotas de un demulsificante, rompedor rápido de emulsiones. La muestra debe homogeneizarse.
- 6- Nuevamente se sumergen las botellas en el baño térmico hasta la marca de 100 ml y se calientan a 60 °C durante 10 minutos. Luego se efectúa la centrifugación a una velocidad de 1500 rpm durante 10 minutos.
- 7- Se lee y se registra la cantidad de agua y sedimentos que posee la muestra de crudo. Se reporta la suma de las dos lecturas, como el porcentaje de agua y sedimentos en la muestra.

NOTA: Si se utiliza una sola botella, multiplique por dos la lectura obtenida y reporte los resultados como porcentaje de agua y sedimentos.

Cuando el volumen de hidrocarburo es diferente, se calcula el porcentaje de agua y sedimentos de la manera siguiente:

$$\text{Agua y Sedimentos} = (S/V) \cdot 100 \quad (4)$$

Donde:

S: volumen de agua y sedimentos (ml).

V: volumen de hidrocarburo ensayado (ml).

1.4- Análisis granulométrico de sólidos

El análisis granulométrico consistió en la medición del tamaño de las partículas de los sólidos. El equipo utilizado para realizar el análisis se denomina HORIBA LA-910. Este equipo emite resultados que representan la frecuencia absoluta y la frecuencia acumulada de la distribución estadística de todas las partículas de la muestra respecto a su tamaño. El principio de medición está basado en la Teoría de Difracción de Fraunhofer y su rango de medición se encuentra entre 0,02 y 1020 μm .

2- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP

Una vez caracterizados los crudos (Slop, Sur Mediano, Lagunillas Lago y Bachaquero Lago) se procedió a realizar el tratamiento termo-químico del crudo Slop. Dicho tratamiento se realizó a través de la denominada prueba de botella y tuvo como finalidad la determinación del mejor producto químico demulsificante y su óptima dosificación, así como también la determinación de la temperatura óptima de tratamiento. El procedimiento detallado de la prueba de botella se presenta a continuación.

2.1- Pruebas de botella

La prueba de botella es uno de los métodos de selección de productos químicos demulsificantes. Se denomina así por el tipo de recipiente utilizado, en el cual se vierte una determinada cantidad de muestra emulsionada que será tratada.

Mediante esta prueba se puede determinar qué compuesto químico desestabiliza de manera efectiva la emulsión presente en el crudo. Esta prueba también indica la proporción del compuesto químico necesaria, para tratar el volumen de crudo emulsionado sometido a la prueba.

Hay ciertas bases y principios bajo los cuales deben regirse estas pruebas para que sus resultados sean confiables. Estas son:

- La muestra utilizada en la prueba debe ser representativa del petróleo emulsionado que va a ser tratado.
- La muestra a utilizar debe ser fresca, para evitar el envejecimiento que presentan algunas emulsiones y que afectan los resultados de la prueba. En el caso del crudo Slop, este principio no es muy relevante tomando en cuenta que este tipo de crudo ya tiene varios meses almacenado y envejecido, por lo que su emulsión se ha tornado muy estable.
- Se deben simular durante la prueba las condiciones de agitación y temperatura presentes en el sistema de bombeo de crudo que será analizado.

Para efectuar las pruebas de botella se desarrollaron las siguientes etapas:

- 1- Toma de muestra
- 2- Materiales requeridos
- 3- Preparación de las muestras de los compuestos demulsificantes
- 4- Desarrollo de la prueba
- 5- Registro de resultados
- 6- Prueba Thief
- 7- Prueba Compuesta

2.1.1- Toma de muestra: las muestras de crudo Slop fueron tomadas directamente en los tanques de almacenamiento, específicamente el crudo que se encuentra en el fondo de los tanques, el cual contiene mayor cantidad de agua y sedimentos debido a la estratificación que tiene el crudo por el tiempo que ha estado almacenado. Este tipo de muestreo se realizó con la finalidad de tratar el crudo que se encuentra en las condiciones más desfavorables, con lo que se asegura que el resto del crudo responderá al proceso de tratamiento más favorablemente.

2.1.2- Materiales requeridos: los materiales utilizados en las pruebas de botellas fueron:

- 1- Botellas de 6 onzas, graduadas a 100 ml.
- 2- Baño de agua o aceite con control termostático.
- 3- Compuestos químicos demulsificantes
- 4- Micropipetas de 1 ml graduadas en 0.01 ml y 0.001 ml.
- 5- Xileno, utilizado como solvente.
- 6- Cilindros graduados de 10, 20, 100 y 1.000 ml.
- 7- Balones aforados de 10 ml.
- 8- Agitadora mecánica para ser utilizada en la simulación de las condiciones de agitación del sistema real. Debe poseer control de variación de la velocidad.
- 9- Jeringas graduadas de 50 ml y 100 ml, de vidrio y con punta metálica para extracción del agua de la botella.
- 10- Centrífuga para la separación de agua y sedimentos.



Fig. N°15: Baño de agua con control termostático.

2.1.3- Preparación de productos demulsificantes para la evaluación: los compuestos químicos utilizados en la prueba se pueden utilizar preparados en soluciones al 10% v/v o en su forma comercial (puro).



Fig. N°16: Productos demulsificantes.

Para preparar las soluciones se debe escoger primero el solvente a utilizar. Típicamente se utiliza tolueno, aunque el xileno es preferible como una alternativa más económica y segura.

A fin de reducir el error en la concentración de la solución a usar y debido a la rápida evaporación de estos solventes, es recomendable utilizar soluciones lo más frescas posibles.

Para preparar las soluciones se siguieron los siguientes pasos:

- 1- Con un cilindro graduado de 10 ml, medir 9 ml de solvente (tolueno o xileno).
- 2- Introducir el solvente en un balón aforado de 10 ml.
- 3- Añadir al balón 1 ml de demulsificante puro, se tapa el balón, se agita hasta homogeneizar y luego se identifica la solución.

2.1.4- Desarrollo de la prueba: los pasos para el desarrollo de la prueba de botella fueron los siguientes:

- 1- Se homogeneiza bien el crudo emulsionado a tratar.
- 2- Se toman de 5 a 15 botellas (dependiendo de la cantidad de demulsificantes y diferentes dosificaciones que se quiera probar) y se llenan con 100 ml de muestra de crudo emulsionado.

- 3- Luego se les dosifica la solución preparada del producto demulsificante a utilizar en la proporción deseada.
- 4- Se tapan las botellas y se identifican.
- 5- Se agita el crudo con la solución de demulsificante simulando las condiciones de mezclado del mismo en campo.
- 6- Se introducen las botellas en el baño termostático a una temperatura fija y controlada y se dejan suficiente tiempo para promover la ruptura de la emulsión y la separación de las fases.

Durante el reposo, el tiempo y la temperatura de las pruebas dependen de las condiciones reales que se utilizan en campo.

2.1.5- Registro de resultados: una vez montada la prueba se debe hacer un seguimiento del tiempo en minutos u horas que toma cierta cantidad de agua en separarse por decantación, desde el inicio hasta el tiempo final estimado o fijado para la prueba. Además, se debe especificar la temperatura de tratamiento, el nombre y la concentración de demulsificante utilizado, las características del agua separada (clara, ligeramente turbia ó turbia) y de la interfase (lisa, lisa con interrupciones, rugosa ó con bolsas de agua) y la cantidad de emulsión observada en la interfase.

2.1.6- Prueba Thief: se toma una de las pruebas y con una jeringa de 50 ml se extrae una alícuota de crudo justo por encima de la interfase crudo-agua, luego se introducen 10 ml de éste en una probeta de 100 ml y se diluye con 10 ml de solvente (tolueno o xileno); seguidamente se le agregan 4 gotas de un producto rompedor de emulsión, se agita hasta homogeneizar y se determina el porcentaje de agua y sedimentos (de acuerdo con el procedimiento antes descrito) que posee el crudo justo por encima de la interfase.

2.1.7- Prueba Compuesta: una vez realizada la prueba Thief, se extrae toda el agua y los sedimentos que posee la probeta con una jeringa de 100 ml, el crudo restante se homogeneiza, luego se toma una muestra de 10 ml, se vierte en una probeta de 100 ml y se diluye con 10 ml de solvente (tolueno o xileno); a continuación se le agregan 4 gotas de un

producto rompedor de emulsión, se agita hasta homogeneizar y se determina el porcentaje de agua y sedimentos (de acuerdo con el procedimiento antes descrito) promedio que tiene el crudo tratado.

Es importante señalar que las pruebas de botella no son un procedimiento experimental normalizado, debido a que son pruebas de ensayo y error que dependiendo del tipo de crudo, tipo y dosificación de demulsificante y temperatura arrojan resultados variables.

3- FILTRACIÓN DE LOS SÓLIDOS PRESENTES EN EL CRUDO SLOP

En función del análisis granulométrico aplicado a los sólidos separados del crudo Slop, se procedió a determinar el tamaño óptimo de tela filtrante y a realizar la prueba de filtración al vacío del crudo Slop, con la finalidad de evaluar si la separación de los sólidos presentes en el crudo es efectiva. Una vez filtrado el crudo, se procedió a aplicar el tratamiento termo – químico con el mejor producto demulsificante escogido y a la temperatura óptima de tratamiento para determinar la efectividad de la deshidratación.

3.1- Prueba de filtración al vacío

La prueba de filtración al vacío tiene como finalidad la retención de los sólidos contenidos en una suspensión o sistema disperso, por medio de una tela filtrante y mediante la fuerza motriz suministrada por una bomba de vacío.

El equipo experimental necesario para la prueba fue:

- Un embudo Butchner.
- Un Kitasato de 500, 1000 o 2000 ml, dependiendo de la cantidad de suspensión a filtrar.
- Una tela filtrante colocada en un disco que encaje exactamente con la zona más amplia del embudo para evitar perder el vacío.
- Una bomba de vacío con su respectiva manguera para conectarse al Kitasato.

El procedimiento experimental consistió en:

- 1- Se calienta y se homogeneiza la suspensión.
- 2- Se toma una muestra de la suspensión y se le mide la cantidad de sedimentos iniciales de acuerdo a la norma COVENIN 422-82 explicada anteriormente.
- 3- Se conecta de forma hermética el embudo Butchner con el disco contentivo de la tela filtrante.
- 4- Se introduce el embudo en la boca del Kitasato a través de una goma anular que se coloca para sellar herméticamente el sistema.
- 5- Se conecta la manguera de succión de la bomba de vacío en la salida lateral del Kitasato.
- 6- Se enciende la bomba y se lleva hasta un vacío de entre 0,6 y 0,7 bar (para porosidad media o baja).
- 7- Una vez homogeneizada y calentada, se vierte la suspensión haciéndola pasar a través de la tela filtrante. Los sólidos deben quedar retenidos en la tela y el líquido atravesarla debido al vacío proporcionado por la bomba. El líquido que atraviesa la tela pasa a través del embudo y se recoge en el Kitasato.
- 8- Una vez filtrada la cantidad que se desea, se apaga la bomba, se retira la manguera y se desconecta el embudo del kitasato.
- 9- Se toma una muestra del líquido filtrado contenido en el Kitasato y se le mide la cantidad de sedimentos finales de acuerdo a la norma COVENIN 422-82 explicada anteriormente.

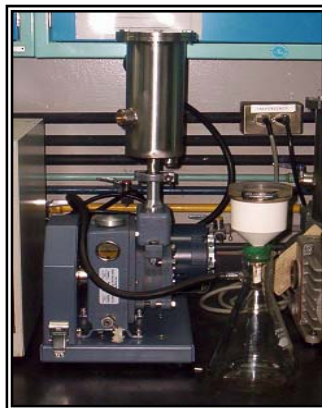


Fig. N°17: Montaje del equipo experimental para la filtración de vacío.

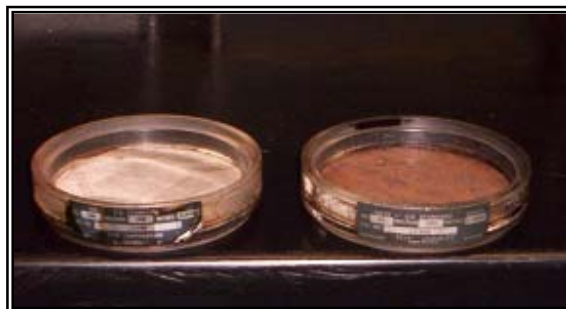


Fig. N°18: Mallas filtrantes de 100 (izquierda) y 60 mesh.

4- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP DILUIDO CON UN CRUDO YA DESHIDRATADO

La efectividad de la deshidratación se puede incrementar en la medida en que la viscosidad de la fase continua de la emulsión disminuye y la diferencia de densidades entre el crudo y el agua es mayor. Para alcanzar este efecto, se realizó la dilución del crudo Slop en varias proporciones con un crudo convencional (Sur Mediano) ya deshidratado hasta determinar la proporción adecuada de dilución que permite, mediante tratamiento termo-químico, alcanzar la especificación de agua y sedimentos del crudo. Asimismo, el crudo Slop diluido se sometió a la prueba de filtración al vacío con el fin de evaluar si la separación de los sólidos es óptima. Posteriormente, al crudo diluido y filtrado se le aplicó tratamiento termo-químico con el mejor producto demulsificante escogido y a la temperatura óptima de tratamiento para determinar la efectividad de la deshidratación. Los procedimientos para la deshidratación a escala laboratorio de crudo convencional y para la dilución del crudo Slop se detallan a continuación.

4.1- Deshidratación de crudo convencional

La deshidratación a nivel de laboratorio de los crudos convencionales como Sur Mediano, Bachaquero Lago y Lagunillas Lago requirió de los siguientes materiales y equipos:

- Un beaker de 1000 o 2000 ml , dependiendo de la cantidad de crudo que se desea deshidratar.
- Un baño termostático con control de temperatura.
- Demulsificante rompedor rápido de emulsiones (F46).
- Equipo de agitación mecánica.
- Jeringa de 50 ml.



Fig. N°19: Equipo de agitación mecánica.

El procedimiento experimental consiste en:

- 1- Se vierte en el beaker seleccionado la cantidad de crudo que se desea deshidratar.
- 2- Se le dosifica al crudo una cantidad de 3000 ppm de demulsificante (F46).
- 3- Se agita el crudo a bajas revoluciones (entre 150 y 300 rpm) durante 10 min, para promover la completa distribución del demulsificante en el crudo.
- 4- Se introduce el beaker en el baño termostático a una temperatura fija y controlada de 80 °C.

- 5- Se deja permanecer el crudo en el baño por 48 horas, de tal forma de promover la separación de las fases por gravedad.
- 6- Una vez pasadas las 48 horas, se retira el beaker del baño y con una jeringa de 50 ml se le extrae el agua presente en el fondo del recipiente.
- 7- El crudo ahora sin agua, se homogeneiza en el mezclador dinámico.
- 8- Se toma una muestra de crudo y se le mide la cantidad de agua y sedimentos de acuerdo a la norma COVENIN 422-82 explicada anteriormente. Si el resultado es menor al 1% de agua y sedimentos, el crudo ya está especificación.
- 9- Si el resultado es superior al 1% se repite el procedimiento desde el paso 2 al paso 8 hasta lograr la especificación requerida.

4.2- Dilución del crudo Slop

El procedimiento de dilución del crudo Slop con otro crudo de mayor gravedad °API es una práctica que permite mejorar ciertas propiedades del crudo a tratar, tales como disminución de la viscosidad, aumento de la gravedad °API y disminución de la proporción de sólidos totales, de tal forma de lograr una separación de las fases más rápida y eficaz. En vista del objetivo que se persigue al diluir el crudo Slop, es necesario que el crudo diluyente se encuentre ya deshidratado hasta niveles de menos de 1% de agua y sedimentos, para que el agua y los sedimentos totales presentes en la dilución sean aportados por el Slop, sin contribución de agua y sedimentos provenientes del crudo diluyente.

Los materiales necesarios para realizar la dilución fueron los siguientes:

- Un beaker graduado de 2000 ml, dependiendo de la cantidad de mezcla que se desee preparar.
- Un agitador mecánico.
- 2000 ml de crudo diluyente deshidratado hasta menos de 1% de agua y sedimentos.

El procedimiento a seguir fue el siguiente:

- 1- Se vierten 500, 1000 o 1500 ml de crudo Slop caliente (entre 60°C y 70°C) en el beaker de 2000 ml, dependiendo del tipo de dilución que se desea hacer, 25% Slop-75% crudo diluyente (v/v), 50% Slop-50% crudo diluyente (v/v) ó 75% Slop-25% crudo diluyente (v/v) respectivamente.
- 2- Se completa el beaker hasta los 2000 ml agregando 1500, 1000 o 500 ml de crudo diluyente deshidratado, dependiendo del tipo de dilución que se desea de acuerdo al paso anterior.
- 3- Se agita mecánicamente la mezcla durante 20 minutos hasta lograr homogeneizarla completamente.

Es importante resaltar que a pesar del error experimental que existe al medir los volúmenes de crudo con beakers, éste no fue muy significativo tomando en cuenta que los cambios de volúmenes de crudo entre una y otra dilución son bastantes altos, por lo que el error de medición de volúmenes no influyó notablemente en las diluciones formadas.

5- ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

El análisis físico-químico del agua comprende una serie de análisis independientes que se realizan en el Departamento de Analítica de PDVSA-INTEVEP. Los análisis realizados fueron los siguientes:

- Determinación de sólidos totales, sólidos disueltos y sólidos suspendidos.
- Análisis de aniones y de metales presentes en el agua de formación.
- Medición de pH y conductividad.

La determinación de los sólidos totales disueltos y suspendidos se realizó de acuerdo a la norma INTEVEP AE-004-99.^[25] El análisis de los aniones se realizó mediante cromatografía iónica, de acuerdo con la norma ASTM D 4327 – 03.^[26] El análisis de los

metales contenidos en el agua se realizó mediante la norma internacional ISO 11885.^[27] La medición de PH del agua se llevó a cabo de conformidad con la norma ASTM D 1293 – 99^[28] y la determinación de la conductividad se realizó de acuerdo con la norma ASTM D 1125 – 95.^[29]

El análisis físico químico de las aguas de formación tiene como finalidad establecer los parámetros necesarios para definir si las aguas de formación asociadas al crudo Slop y al crudo utilizado para la dilución son compatibles entre sí, desde el punto de vista de su actividad corrosiva y la tendencia a formar incrustaciones; ambos, corrosión e incrustaciones, son problemas típicos provocados por las aguas de formación presentes en los crudos y se deben evitar, ya que atacan a los equipos de proceso reduciendo la eficiencia del sistema de tratamiento empleado.

PLAN DE EXPERIENCIAS

A continuación se presenta una tabla en la cual se muestra el plan de experiencias de las pruebas de botella a realizar. Dichas pruebas se aplicaron en primera instancia al crudo Slop sin filtrar utilizando productos químicos demulsificantes y humectantes provenientes de distintas casas comerciales; los demulsificantes están identificados con las letras A, B, C, D y E, mientras que los humectantes con las letras F y G.

Cada uno de los productos demulsificantes fueron utilizados en 4 diferentes dosificaciones: 1000, 2000, 2500 y 3000 ppm y los productos humectantes fueron dosificados a 500 y 2000 ppm. De las pruebas de botella con cada uno de estos productos se seleccionaron el demulsificante y el humectante con mejor desempeño, identificados como Do y Ho respectivamente. Asimismo, de los productos Do y Ho se seleccionaron sus óptimas dosificaciones, identificadas como DDo y HHo.

En la tabla N° 2 se muestra el plan de experiencias llevadas a cabo en este trabajo especial de grado. Las primeras pruebas realizadas fueron las pruebas de botella al crudo

Slop con 5 diferentes demulsificantes y 2 humectantes, combinados entre si a varias dosificaciones. De estas primeras pruebas se escogieron las cuatro mejores combinaciones demulsificante – humectante a sus óptimas dosificaciones. Seguidamente se llevaron a cabo unas pruebas de botella a las condiciones más favorables de tratamiento posibles utilizando las cuatro mejores combinaciones de productos químicos obtenidas, con el fin de determinar la mejor combinación demulsificante – humectante de las seleccionadas. Las condiciones de tratamiento de esta prueba fueron: una alta dilución del crudo Slop (25% Slop – 75% crudo diluyente), crudo filtrado, alta temperatura (80°C) y 7 días de reposo.

Posteriormente se llevaron a cabo las pruebas de filtración a cada una de las diluciones Slop – crudo diluyente (75/25, 50/50 y 25/75 %v/v) para luego evaluar, por medio las pruebas de botella, con la mejor combinación de productos químicos seleccionada y a tres temperaturas de tratamiento (70, 75 y 80°C), la deshidratación que se obtiene en las muestras de crudo diluido y filtrado.

En base a las pruebas de botella, los resultados obtenidos fueron la cantidad de agua separada del crudo Slop, o de sus diluciones, en función del tiempo de reposo; para cada temperatura de tratamiento y para cada diferente combinación demulsificante – humectante.

Una vez realizadas las pruebas de botella se realizaron las pruebas Thief y Compuesta con el fin de determinar la cantidad de agua y sedimentos obtenidos en la interfase y en el volumen total de crudo tratado respectivamente. La Prueba Compuesta es la que determina cuando un tratamiento es exitoso debido a que suministra la cantidad de agua y sedimentos restantes en el crudo tratado.

Tabla N° 2: Programación de pruebas de botellas a realizar.

Muestra a tratar	Demulsificantes a utilizar	Dosificación de demulsificantes (ppm)	Humectantes a utilizar	Dosificación de humectantes (ppm)	Temperatura de tratamiento (°C)	Número de ensayos
Slop no filtrado	A, B, C, D, E	1000, 2000, 2500, 3000	F, G	500, 2000	60, 70, 80	120
Dilución 25% Slop- 75% crudo diluyente filtrada	D _{O1} , D _{O2} , D _{O3} , D _{O4}	DD _{O1} , DD _{O2} , DD _{O3} , DD _{O4}	H _O	HH _O	80	8
Dilución 75% Slop- 25% crudo diluyente no filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Dilución 75% Slop- 25% crudo diluyente filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Dilución 50% Slop- 50% crudo diluyente no filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Dilución 50% Slop- 50% crudo diluyente filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Dilución 25% Slop- 75% crudo diluyente no filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Dilución 25% Slop- 75% crudo diluyente filtrada	D _O	DD _O	H _O	HH _O	70, 75, 80	6
Total de ensayos						164

D_O: demulsificante óptimo entre A, B, C, D, E.
 DD_O: dosificación óptima de D_O.

H_O: humectante óptimo entre F, G.
 HH_O: dosificación óptima de D_O.

Capítulo IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos luego del desarrollo experimental, así como el análisis de los mismos.

1.- CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO SLOP Y DE LAS DIFERENTES SEGREGACIONES QUE LO COMPONEN:

En la tabla N° 3, se presenta la caracterización del crudo Slop y de las diferentes segregaciones (Sur Mediano, Lagunillas Lago y Bachaquero Lago) que se tratan en el Patio de Tanques Lagunillas Norte.

Tabla N° 3: Caracterización del crudo Slop y las segregaciones que lo componen.

Crudo	Gravedad °API (60°F)	Agua y sedimentos (% v/v)	Sólidos húmedos (% v/v)**
Slop *	12,2	60 - 66	14 - 18
Sur Mediano	20,3	7	trazas
Lagunillas Lago	16,4	12	trazas
Bachaquero Lago	15	24	trazas

* Se han realizado varios muestreos

** El porcentaje de sólidos secos para el Slop es 2 – 3 % v/v

Se puede observar que las segregaciones que se tratan en dicho Patio de Tanques poseen gravedades que se encuentran entre 21 y 15 °API, siendo el Sur Mediano el crudo con mayor gravedad API, razón por la cual fue elegido como diluyente para realizar las futuras mezclas. A pesar que el crudo Slop se compone de las interfases de las tres segregaciones y del crudo remanente del proceso de clarificación del agua, presenta una gravedad de 12,2 °API que es inferior a la de las segregaciones, esto se debe a que en los tanques de almacenamiento del crudo Slop se han adicionado crudos de las fosas ubicadas en las zonas aledañas al Patio de Tanques Lagunillas Norte, los cuales son crudos envejecidos y más pesado que las segregaciones, que contribuyen en la disminución de la gravedad API del crudo Slop, según información suministrada por el personal del Patio de Tanques.^[30]

Con respecto al porcentaje de agua y sedimentos, las segregaciones poseen valores que se encuentra entre 7 y 24 % v/v, siendo el crudo Sur Mediano el que posee la menor cantidad de agua y sedimentos. Es importante acotar que a la salida del Patio de Tanques estas segregaciones se encuentran en especificación para su comercialización, es decir, con menos de 1 % de agua y sedimentos.

Cabe destacar que se realizaron varios muestreos del crudo Slop a diferentes alturas en los tanques de almacenamiento, encontrándose variabilidad en los porcentajes de agua y sedimentos que oscilan entre 60 y 66 % v/v; lo que significa que su composición no es uniforme, como consecuencia de la estratificación que ha sufrido el crudo con el pasar del tiempo en dichos tanques.

Por otro lado, el contenido de sólidos húmedos en las segregaciones es escaso, hallándose trazas en cada una de ellas, mientras que el crudo Slop posee valores entre 14 y 18 %v/v, lo que evidencia una alta cantidad de sólidos; la presencia de éstos en los crudos es indeseable, ya que dificultan el proceso de deshidratación de los mismos, debido a la tendencia a ubicarse en la interfase agua-crudo y estabilizar aún más la emulsión. Los sólidos contenidos en el crudo Slop provienen de los crudos de fosas adicionados a los tanques de almacenamiento y de la interfase en los procesos de deshidratación de las segregaciones que se tratan en el Patio de Tanques.^[30]

Adicionalmente se observa en la tabla N° 3 que el contenido de sólidos secos en el crudo Slop se encuentra entre 2 y 3 %v/v, mucho menor al porcentaje de sólidos húmedos, lo que permite afirmar que los sólidos contenidos en el Slop tienen una condición de mojado afín al agua, es decir, tienen preferencia por la fase acuosa de la emulsión.^[10] La presencia de este alto corte de sólidos hace necesaria la utilización de productos químicos humectantes en el proceso de deshidratación del crudo Slop, con el fin de aumentar en un mayor grado la mojabilidad de los sólidos por el agua permitiendo que al sedimentar el agua los sólidos también lo hagan.

Una vez realizada la caracterización de los crudos se procedió a realizar las primeras pruebas de estabilidad estática al crudo Slop, utilizando varios demulsificantes (A, B y C), humectante de sólidos (F) y temperaturas variables (70 °C y 80 °C).

2- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP

Seguidamente se presentan los resultados de las pruebas de estabilidad estática aplicadas al crudo Slop; cada gráfico representa el desempeño de un demulsificante distinto (A, B y C) a concentraciones variables, 500 ppm de humectante F y temperatura de 70 °C. (Ver anexo II).

En la figura N° 20, se reflejan los resultados de la cantidad de agua separada en el crudo Slop vs. el tiempo de reposo para diversas concentraciones del demulsificante A.

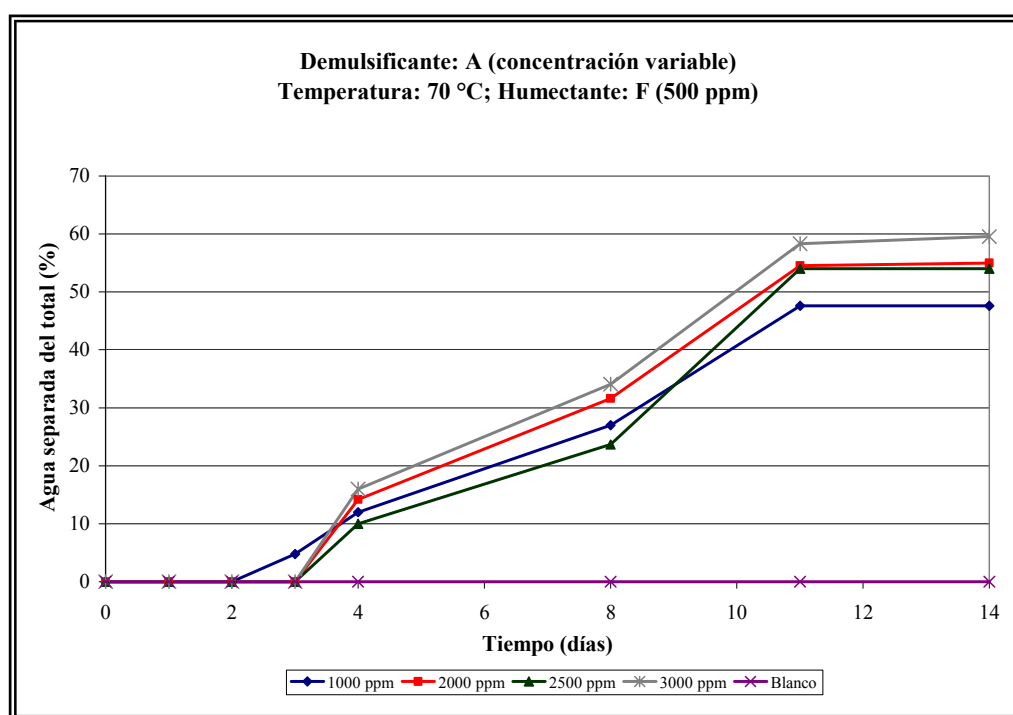


Fig. N° 20: Comportamiento del demulsificante A a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop sin filtrar a 70 °C.

Se puede apreciar en la figura anterior que el porcentaje de agua separada en la probeta de control (blanco) es cero para los 14 días de tratamiento estudiados, lo que justifica el uso de demulsificantes, ya que sin productos químicos no se obtiene una desestabilización y rompimiento de la emulsión en un tiempo razonable.

De los resultados del demulsificante A, se obtiene que la velocidad de separación del agua contenida en el crudo es nula en los dos primeros días de estudio mientras que al cabo de 14 días, para las diferentes concentraciones, se ha separado más del 40 % v/v del agua.

Se destaca la concentración de 3000 ppm debido a que se obtiene una separación de aproximadamente 60 % del agua total y además el agua separada en todo momento es mayor que la de las otras concentraciones, siendo ésta la concentración que logra separar mayor cantidad de agua.

El porcentaje de agua separada luego de 14 días de tratamiento es proporcional a la concentración de demulsificante empleada, obteniéndose la menor cantidad de agua separada a 1000 ppm de concentración y la mayor a 3000 ppm, aunque a las concentraciones de 2000 y 2500 ppm, el porcentaje de agua separada es similar, lo que evidencia que el producto químico A no presenta sobredosificación a dichas concentraciones bajo las condiciones de tratamiento empleadas: 70 ° C y concentración de 500 ppm de humectante F.

A continuación se presenta la figura N° 21, en la cual se aprecia el comportamiento del demulsificante B en varias concentraciones, como porcentaje de agua separada en el crudo Slop en función del tiempo de reposo.

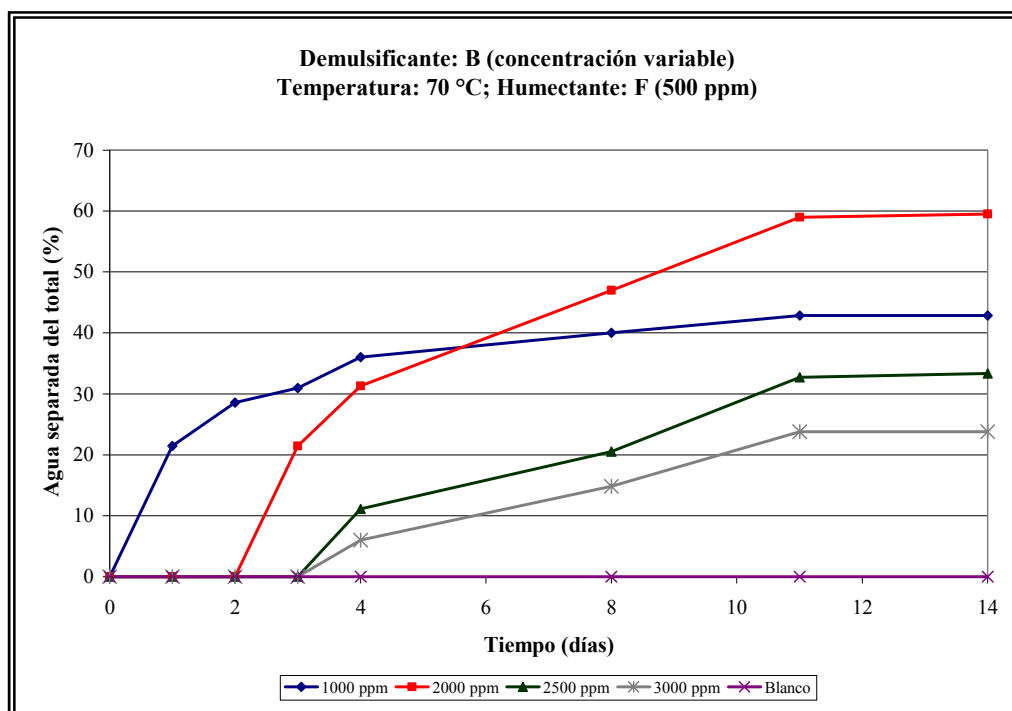


Fig. N° 21: Comportamiento del demulsificante B a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop sin filtrar a 70°C.

Se observa en la figura anterior, que al primer día de evaluación el demulsificante B a 1000 ppm de concentración separó un poco más del 20 %v/v del agua contenida en el crudo Slop, obteniéndose que la emulsión se desestabiliza de forma rápida a esta concentración; incluso hasta el cuarto día, dicha dosificación es la que posee la mayor cantidad de agua separada. Posteriormente su velocidad de separación de agua disminuye y a los 14 días ha separado 43 % del agua.

En cambio para la concentración de 2000 ppm al cuarto día de evaluación se separó un poco más del 30% y a partir del quinto día el porcentaje de agua separada es mayor que el de las otras concentraciones. Transcurrido un tiempo de reposo de 14 días, para la misma

concentración, se obtiene la mayor cantidad de agua separada, 59,5 % v/v, como se exhibe en la figura N° 21.

A concentraciones mayores de 2000 ppm de demulsificante B existe sobredosificación, razón por la cual a medida que aumenta la concentración de dicho producto disminuye la eficiencia, es decir, baja el porcentaje de agua separada.

“Algunos productos químicos tienden a reducir su eficiencia a medida que aumenta la concentración. Esto no es deseable en el campo, ya que si se presentan bajos niveles de producción sin cambiar la dosificación, la concentración del producto químico deshidratante en cuestión aumentaría, resultando altos contenidos de agua en los tanques en el momento de fiscalización...”^[6] Para la concentración de 3000 ppm, la sobredosificación es tan fuerte que el porcentaje de agua separada no supera el 30 %v/v (23,8%) y su comportamiento es inferior a las otras concentraciones.

Los resultados exhibidos indican que de todas las concentraciones empleadas del demulsificante B, a 70 °C y 500 ppm de humectante F, la concentración óptima de este producto es 2000 ppm.

Como se puede también observar en la figura N° 21, el porcentaje de agua separada del crudo Slop permanece invariable a partir del día 12 para todas las concentraciones evaluadas de demulsificante B, lo que permite disminuir el tiempo de tratamiento.

Seguidamente se presenta en la figura N° 22 el porcentaje de agua separada en el crudo Slop en función del tiempo de reposo para diferentes concentraciones del demulsificante C.

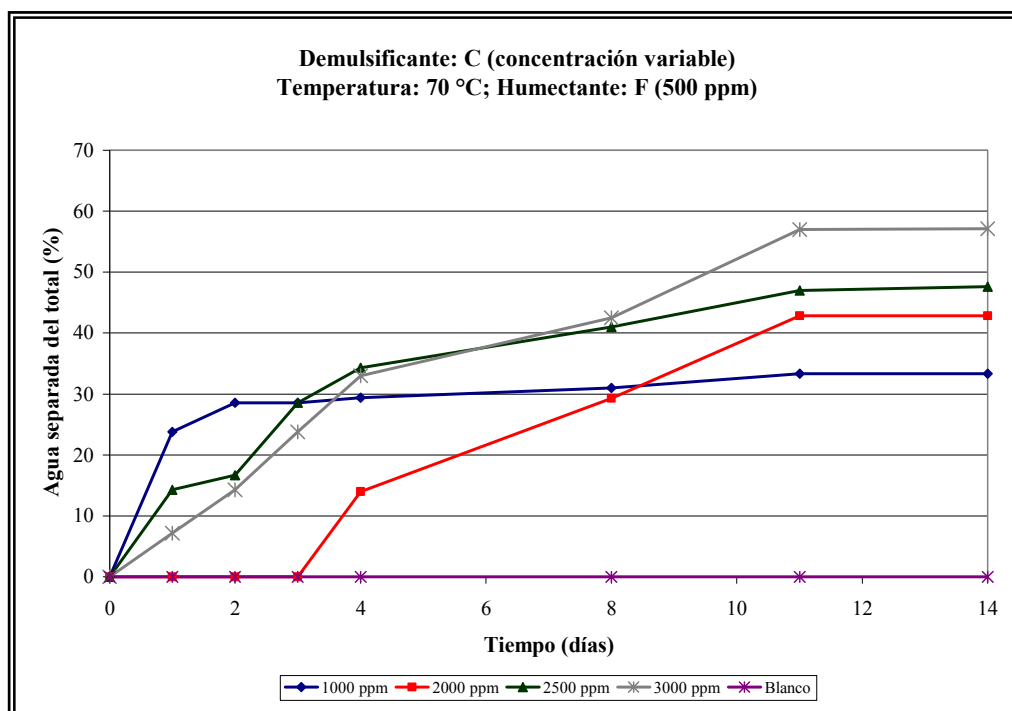


Fig. N°22: Comportamiento del demulsificante C a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop sin filtrar a 70°C.

Como se observa en la figura anterior el porcentaje de agua separada depende de la concentración del demulsificante. En este caso, los resultados indican que a excepción de 2000 ppm, al tercer día de evaluación se ha separado más del 20 % v/v del agua contenida en el crudo Slop y para este tiempo la concentración que desestabiliza más rápido la emulsión es 1000 ppm, pero no logra separar más del 40 % a los 14 días.

El comportamiento de 2500 y 3000 ppm es similar durante los primeros 8 días, luego se observa que la concentración 3000 ppm es la que alcanza mayor cantidad de agua separada (57,1 %v/v), a los 14 días de reposo. Por otra parte las dosificaciones 1000, 2000 y 2500 ppm al final del periodo de evaluación no han llegado a separar más del 50 % del

agua contenida en el crudo Slop. Por consiguiente, para este producto químico, la concentración de 3000 ppm es la que arroja los mejores resultados.

A diferencia del producto químico B, el demulsificante C no presentó problemas de sobredosificación a las condiciones de 70°C y una concentración de 500 ppm de humectante F, ya que a medida que aumenta su concentración se incrementa el porcentaje de agua separada, como se evidencia en la figura N° 22.

Cabe destacar que los resultados obtenidos en la evaluación del desempeño de los demulsificantes D y E y del humectante G, arrojaron un porcentaje de agua separada nulo, por lo tanto no fueron utilizados en ninguna de las pruebas siguientes.

Debido a que en los resultados obtenidos en las tres pruebas anteriores no se consiguió separar más del 60 % v/v de agua contenida en el crudo Slop, no se realizaron las pruebas Thief y Compuesta, ya que estas no arrojaría resultados satisfactorios en cuanto a la especificación de agua y sedimentos en el crudo tratado.

Es importante señalar que en todas las muestras tratadas anteriormente el agua se separó por encima de la mitad de las probetas, como se muestra en la siguiente figura, por lo que se aprecia que la cantidad de crudo a recuperar (capa superior) es poca.

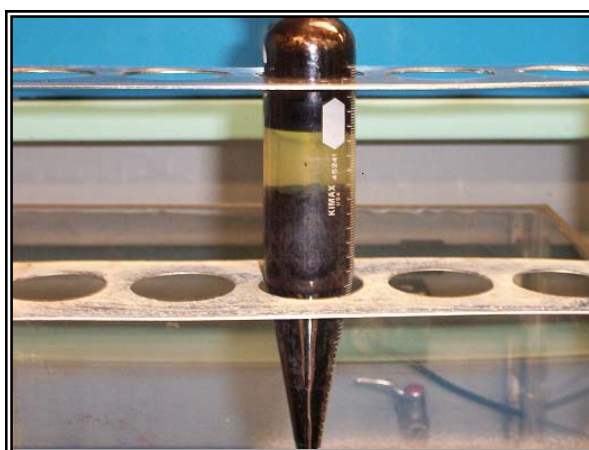


Fig. N° 23: Separación del agua contenida en el crudo Slop.

Se observa en la figura N° 23 que el crudo Slop puro sin filtración a las condiciones de tratamiento estudiadas presenta tres fases, la primera de crudo, la segunda de agua, en todos los casos el agua obtenida fue clara, y una última fase de crudo emulsionado de color marrón en la que se observaron pequeñas cantidades de sólidos.

Esta forma de separación obtenida, en la cual se forman tres fases y el agua se ubica entre dos fases de crudo, no es común y obedece a la fuerte estabilización que presenta la emulsión del crudo Slop, esto se debe a que la emulsión está envejecida, completándose la adsorción de los surfactantes naturales en la interfase agua – crudo y la rigidez de la película interfacial aumenta. En la estabilización de la emulsión también influye la alta concentración de sólidos, que tienden a ubicarse en dicha interfase. Adicionalmente, la exposición al aire de dicho crudo hace que se establezca la emulsión, por la reacción del oxígeno con los componentes de crudo formándose más agentes emulsionantes.^[10]

Hay que considerar que el tiempo que ha permanecido el crudo almacenado en los tanques sin ningún tipo de tratamiento, es un factor fundamental en la estabilización de la emulsión. De acuerdo a la información suministrada por el personal del Patio de Tanques Lagunillas Norte, este crudo ha permanecido almacenado durante cuatro años.^[30]

Por consiguiente, se hizo necesario intensificar las condiciones de tratamiento, elevando la temperatura hasta 80 °C, ya que el calor reduce la viscosidad del crudo facilitando la floculación y coalescencia de las gotas de la fase dispersa, y aumenta la diferencia de densidades entre el crudo y el agua promoviendo de esta forma una mejor separación de las fases. Así mismo, se decidió aumentar la concentración de humectante, a 2000 ppm, para mejorar la mojabilidad de los sólidos y que se ubiquen en la fase acuosa con facilidad.

A continuación, se exhiben los porcentajes de agua separada del crudo Slop en función del tiempo para concentraciones variables de demulsificantes (A, B y C) y 2000 ppm de humectante F, a una temperatura de 80 °C. (Ver anexo II).

En la figura N° 24, se aprecian los resultados obtenidos de la cantidad de agua separada en el crudo Slop en función del tiempo de reposo para varias concentraciones del demulsificante A.

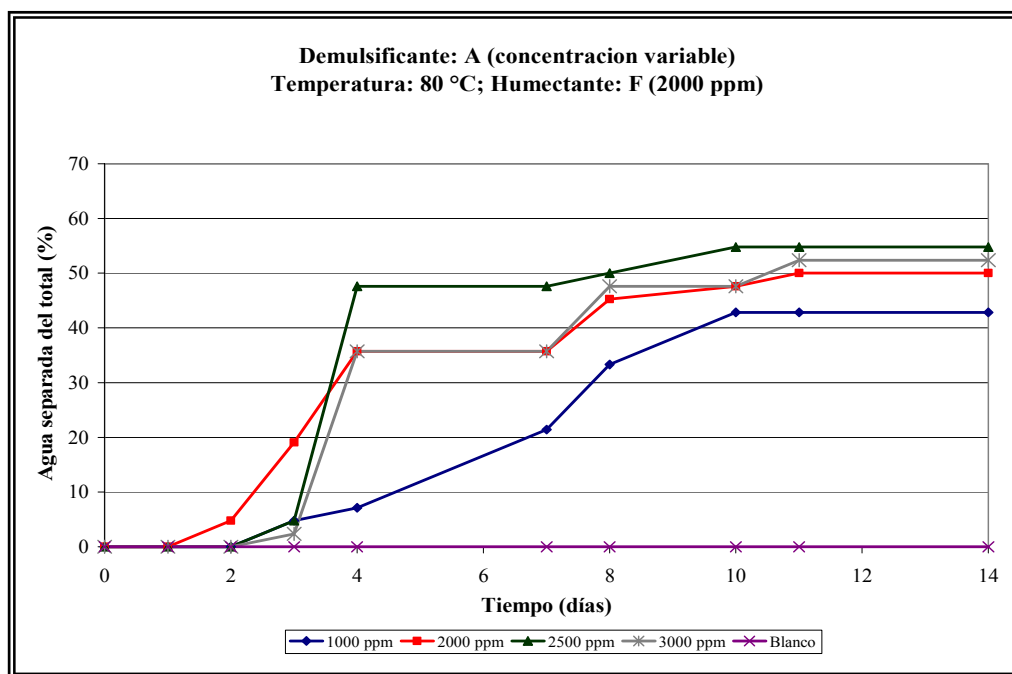


Fig. N° 24: Comportamiento del demulsificante A a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop, sin filtrar a 80°C.

En este caso, para el demulsificante A durante los dos primeros días de evaluación no presentó agua separada, a excepción de la concentración de 2000 ppm que ha separado menos del 10 %v/v. Entre el tercer y el cuarto día se observa una brusca separación de agua, de cero a más de 40 % para las diferentes concentraciones, excluyendo la dosificación de 1000 ppm, en la cual se obtiene una separación significativa de agua pero después del octavo día.

A partir del décimo día, no se observan cambios apreciables en el porcentaje de agua separada, lo que permite disminuir el tiempo de estudio para las condiciones que es evaluado este demulsificante. También se visualiza en la figura anterior, que la concentración que separa mayor cantidad de agua es 2500 ppm a los 14 días y para la concentración de 3000 ppm, hubo problemas de sobredosificación, por disminuir la

separación de agua. Asimismo, se debe destacar que el comportamiento de las concentraciones de 2000 y 3000 ppm es muy similar y al final del periodo de estudio han separado aproximadamente la misma cantidad de agua.

Seguidamente se muestra la figura N° 25, donde se aprecia el comportamiento del demulsificante B como porcentaje de agua separada en el crudo Slop en función tiempo de reposo para varias concentraciones.

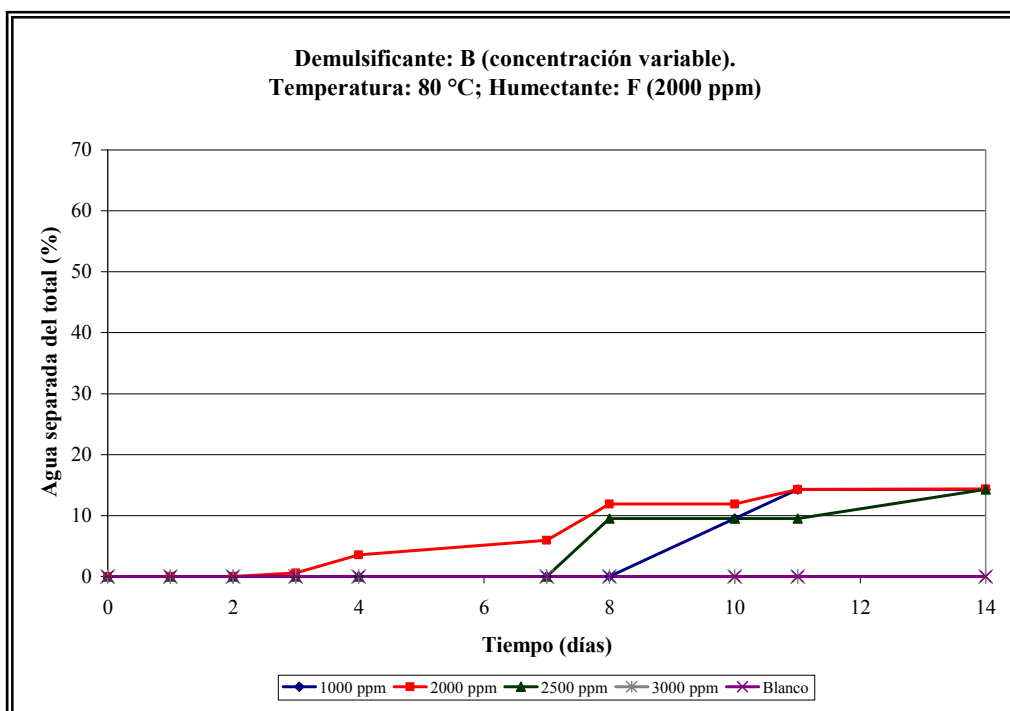


Fig. N° 25: Comportamiento del demulsificante B a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop, sin filtrar a 80°C.

Para el demulsificante B, la velocidad de separación fue muy lenta, solamente para la concentración de 2000 ppm se observaron aumentos en el porcentaje de agua separada a partir del tercer día y para las otras concentraciones a partir del séptimo y octavo día.

También se observa en la figura N° 25, que a los 14 días de estudio todas las concentraciones convergen en un porcentaje de agua separada (14 %v/v), a excepción de la dosificación de 3000 ppm, en la cual no se observó separación alguna en ningún momento, evidenciándose inconvenientes de sobredosificación para este demulsificante a las condiciones en que fue evaluado.

Se puede decir que la cantidad de agua separada, para esta combinación de demulsificante B y 2000 ppm de humectante F a 80 °C, fue baja, debido a la presencia de sobredosificación de humectante. Como se evidencia en la figura N° 21, a una concentración de 500 ppm de humectante F, se alcanzaron valores de hasta 60 % v/v de agua separada, lo que verifica el efecto negativo de una alta dosificación de humectante F.

A continuación se presenta en la figura N° 26 el porcentaje de agua separada en el crudo Slop en función del tiempo de reposo para diferentes concentraciones del demulsificante C.

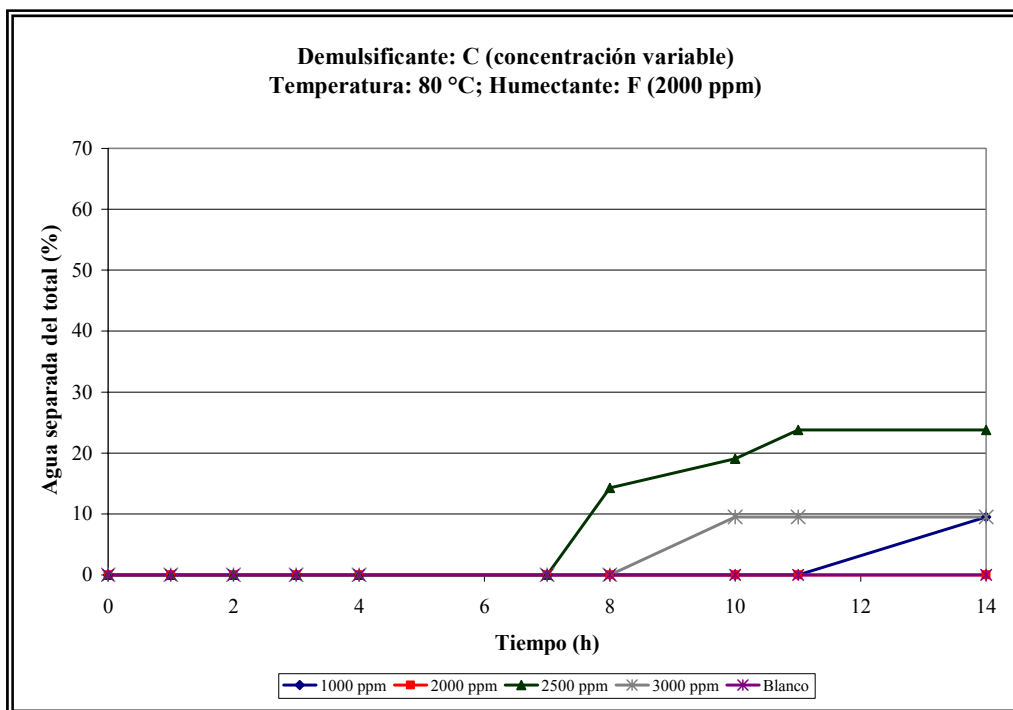


Fig. N° 26: Comportamiento del demulsificante C a diferentes concentraciones en función del tiempo, para el crudo Slop, sin filtrar a 80°C.

Como se observa en la figura anterior, la cantidad de agua separada en el crudo es nula para los 7 primeros días de estudio; a 2500 ppm después del séptimo día comienza a obtenerse agua separada y al cabo de 14 días es la concentración que alcanza mayor cantidad de agua separada (24% v/v).

En la dosificación de 1000 ppm, se observó incrementos en el porcentaje de agua separada a los 11 días, separándose al final tan sólo 10 % v/v de agua. La concentración de 2000 ppm no separó agua en el periodo de estudio. Para la concentración de 3000 ppm, el agua comienza a separarse a los 8 días, a partir del día 10 la cantidad de agua separada permaneció constante y para los 14 días de evaluación se ha separado aproximadamente el 10 %v/v. Se nota que la cantidad de agua separada a esta concentración es inferior a la obtenida a 2500 ppm, encontrándose inconvenientes de sobredosificación de este producto demulsificante.

Una vez analizados los resultados obtenidos en el tratamiento termo-químico del crudo Slop, se seleccionaron los cuatro mejores para las siguientes pruebas, estos resultados son:

- A 500 ppm de humectante F.
 - Demulsificante A a 3000 ppm.
 - Demulsificante B a 2000 ppm.
 - Demulsificante C a 3000 ppm.

- A 2000 ppm de humectante F.
 - Demulsificante A a 2500 ppm.

Es importante destacar que en cada una de las pruebas de estabilidad estática aplicadas al crudo Slop no se obtuvieron resultados satisfactorios en cuanto al porcentaje de agua separada, por lo que en ningún caso se realizaron las pruebas Thief y Compuesta al crudo. Asimismo se observó en la figura N° 23 que la separación del agua en las pruebas realizadas fue atípica, básicamente por la cantidad de crudo emulsionado estratificado en el fondo de la botella en compañía de la alta cantidad de sólidos. En vista de este problema, se procedió llevar a cabo las pruebas del filtrado del crudo Slop, con el objetivo de separar la mayor cantidad de sólidos posibles y evaluar su efecto en la deshidratación termoquímica.

3- FILTRACIÓN DE LOS SÓLIDOS PRESENTES EN EL CRUDO SLOP.

El primer paso para llevar a cabo las pruebas de filtración fue llevar a cabo un análisis granulométrico de los sólidos contenidos en el Slop, el cual se presenta a continuación en la figura N° 27.

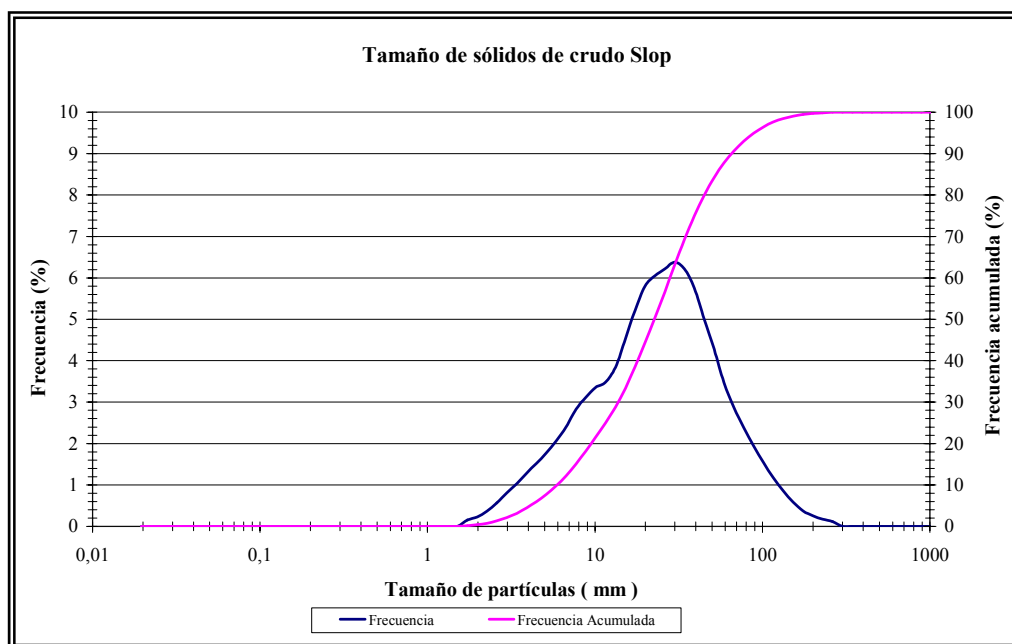


Fig. N° 27: Análisis granulométrico de los sólidos contenidos en el crudo Slop.

El gráfico anterior representa la frecuencia absoluta y la frecuencia acumulada de la distribución de tamaño de las partículas sólidas contenidas en el Slop. El propósito de este gráfico es determinar la información necesaria para las pruebas de filtración, desde el punto de vista del tamaño de los sólidos que posee dicho crudo (para la escogencia del tamaño de mallas filtrantes adecuado) y de la distribución que éstos tienen.

La tendencia de la curva de frecuencia absoluta es monomodal, lo que indica que la distribución granulométrica de los sólidos posee una mediana de 20 μm y una moda de 30 μm . Asimismo, se observa que el tamaño de los sólidos se encuentra en un rango entre 1,5

y 300 μm , lo cual representa en la curva de frecuencia acumulada prácticamente el 100 % de los sólidos presentes.

Cabe destacar que la cantidad de sólidos con tamaño superior a la moda (30 μm) representan el 36 % de los sólidos de la muestra, por lo que sería necesario la elección de un malla filtrante más pequeña que 30 μm , alrededor de 5 – 8 μm , para retener aproximadamente entre el 90 – 80% de los sólidos totales respectivamente. Sin embargo, a pesar de la evidente necesidad de mallas filtrantes muy pequeñas, la elección de éstas va a depender fundamentalmente de la factibilidad de utilizar dichas mallas en campo, tomando en cuenta parámetros como la caída de presión que podría generarse ante el paso del crudo por las mallas y el gasto energético necesario.

Existen otras alternativas para la separación de sólidos tan finos contenidos en crudos, como la utilización de centrífugas o ciclones, no obstante se eligió la separación de los sólidos por filtración debido a que sus costos de adquisición e instalación son menores que los equipos centrífugos, además que tienen una mayor capacidad de procesamiento, son de fácil manipulación y el consumo de energía eventualmente podría ser un poco menor si la caída de presión generada en los filtros no es demasiada en comparación con la energía que requieren los ciclones o centrífugas.^[20]

Una vez realizada la granulometría de los sólidos, se procedió a realizar la primera prueba de filtración al crudo Slop, utilizando mallas filtrantes metálicas de 250, 149, y 98 micrones (60, 100 y 150 mesh respectivamente), de acuerdo a los criterios de factibilidad en campo y a temperatura de 80 °C (todas las pruebas filtración fueron realizadas a esta temperatura) para provocar una disminución en la viscosidad del crudo y facilitar el paso del crudo por la malla filtrante.

Seguidamente, se muestra la tabla N°4, que permite visualizar los resultados de la primera prueba de filtración.

Tabla N°4: Prueba de filtración del crudo Slop.

Mesh / micrones	Sólidos inicial (% v/v)	Sólidos final (% v/v)	Sólidos separados (% v/v)
60 / 250	18	14	22
100 / 149	18	13	28
150 / 98	18	13	28
Agua y sedimentos iniciales (% v/v)			66

En la tabla anterior se pueden observar las eficiencias obtenidas en la separación de los sólidos con cada una de las mallas filtrantes utilizadas, partiendo en todos los casos de una cantidad de sólidos inicial de 18 %v/v. Las eficiencias obtenidas en todos los casos fueron inferiores al 30 % del total de sólidos, llegando a una cantidad de sólidos finales en la muestra de 14 % con la malla de 250 micrones y de 13 % con las mallas de 149 y 98 micrones. Los resultados obtenidos no fueron satisfactorios tomando en cuenta la cantidad de sólidos separados, lo cual se debe fundamentalmente al tamaño de mallas filtrantes utilizadas, el cual se determinó que debió haber sido de entre 5 y 8 μm .

Es importante señalar que de acuerdo con el análisis granulométrico presentado, utilizando mallas filtrantes de diámetros entre 100 y 250 micrones, la cantidad de sólidos separados esperados es de máximo 5%, lo cual en contraste con los resultados obtenidos en esta prueba denota que el proceso de filtración se llevó a cabo por medio de la formación de una torta, que sirvió como un medio más efectivo para el filtrado.^[18]

Por medio de esta prueba se observó que a pesar del gran tamaño de mallas filtrantes utilizadas el paso del crudo a través de éstas fue dificultoso debido a su alta viscosidad, destacándose el caso de la malla de 98 micrones que presentó varias veces taponamiento por parte del crudo.

Así pues, se desestimó la utilización de la malla de 98 micrones debido a los problemas presentados y se procedió a la realización de la segunda prueba de filtración del crudo Slop introduciendo dos variantes en este proceso: la utilización de una malla de 177 micrones y la operación de filtrado en serie, filtrando el crudo consecutivamente con las tres mallas. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N°5: Prueba de filtración en serie del crudo Slop.

Mesh / micrones	Sólidos inicial (% v/v)	Sólidos final (% v/v)	Sólidos separados (% v/v)
60 / 250	14	6,5	54
80 / 177	6,5	6,0	57
100 / 149	6,0	5,0	64
Agua y sedimentos iniciales (% v/v)			66

La segunda prueba de filtración del crudo Slop presenta mejores resultados en la eficiencia de sólidos separados con respecto a la primera. Se obtuvo una eficiencia global de separación de sólidos de 64 %v/v, disminuyendo el contenido de sólidos en el Slop desde 14 % hasta 5 %. Es importante resaltar que la muestra de crudo Slop filtrada en esta prueba contiene una cantidad de sólidos inferior a la primera (14 %), por lo cual en la tabla anterior se presentan no sólo la cantidad de sólidos finales, sino la eficiencia de separación de sólidos en función al porcentaje inicial de sólidos en la muestra. Es importante destacar que la cantidad de sólidos iniciales de esta prueba es mayor que en la prueba anterior (tabla N° 4) por lo que el porcentaje de sólidos recuperados en la primera filtración en serie varía con respecto al porcentaje de sólidos separados con la misma malla para el crudo Slop filtrado pero no serie.

Por medio de esta prueba se demuestra la mejora que presenta el proceso ante la filtración en serie, ya que esta variante hace posible la formación de una torta de filtrado en cada malla, por lo que el crudo a su paso por cada una de éstas puede ser filtrado más eficientemente, sin importar que el tamaño de mallas filtrantes no sea el más adecuado. Sin embargo la reducción de sólidos más significativa fue obtenida con la malla de 250 micrones disminuyendo la cantidad de sólidos desde 14 % hasta 6,5%, mientras que con las

otras dos mallas solo se redujo la cantidad de sólidos desde 6,5% hasta 5%. Vale la pena destacar la dificultad que siguió presentando el crudo al atravesar las mallas filtrantes debido a su viscosidad, lo cual predice las dificultades operacionales que se podrían presentar a la hora de aplicar este tratamiento en campo.

En la búsqueda de variantes para incrementar la separación de los sólidos en el crudo Slop, se realizó la tercera prueba de filtración diluyendo previamente el crudo Slop con la segregación Sur Mediano deshidratado en una proporción de 25 % - 75 %v/v respectivamente, con lo que se consiguió disminuir la viscosidad del crudo para facilitar su paso por las mallas y con ello reducir el taponamiento de las mismas. Como se comento con anterioridad de los tres crudos disponibles en el Patio de Tanques Lagunillas Norte, se escogió el crudo Sur Mediano para la dilución por poseer una mayor gravedad °API en comparación con los crudos Lagunillas Lago y Bachaquero Lago.

En la tabla N° 6, se presenta los resultados de la prueba de filtración en serie de la dilución 25 – 75 (%v/v Slop – Sur Mediano).

Tabla N°6: Prueba de filtración en serie de la dilución 25% Slop - 75% Sur Mediano.

Mesh / micrones	Sólidos inicial (% v/v)	Sólidos final (% v/v)	Sólidos separados (% v/v)
60 / 250	14	6,5	54
80 / 177	6,5	6,0	57
100 / 149	6,0	5,0	64
Agua y sedimentos iniciales (% v/v)			66

Los resultados mostrados en la tabla anterior reflejan una disminución en la cantidad de sólidos separados con respecto a la segunda prueba de filtración, no obstante se debe tomar en cuenta que la cantidad de sólidos iniciales de la muestra a filtrar fue de sólo 4% y se logró disminuir hasta un 2,6%, para un 35% de eficiencia en la separación de los sólidos, mientras que nuevamente se evidenció un mayor porcentaje de sólidos separados con la malla de 250 micrones, en comparación con las otras dos.

Asimismo, la malla de 177 micrones no tuvo ninguna influencia en la separación de los sólidos, por lo que en adelante no se empleó dicha malla y se utilizaron sólo las mallas de 250 y 149 micrones.

La dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano presentó una menor separación de sólidos debido a la disminución de la viscosidad en el crudo, la cual si bien por una parte se redujo el taponamiento de las mallas filtrantes, por otra provocó el paso demasiado rápido del crudo por la malla sin permitirle el suficiente tiempo al proceso para formar la torta de filtrado, disminuyendo la eficiencia en la separación de los sólidos.

En este sentido se procedió a realizar una siguiente prueba de filtrado al crudo Slop, esta vez diluido en una menor proporción, 50 % Slop – 50% Sur Mediano, bajo las mismas condiciones de temperatura y filtrado en serie que la prueba anterior. Los resultados obtenidos se exhiben a continuación.

Tabla N°7: Prueba de filtración en serie de la dilución 50% Slop - 50% Sur Mediano.

Mesh / micrones	Sólidos inicial (% v/v)	Sólidos final (% v/v)	Sólidos separados (% v/v)
60 / 250	7,0	6,0	14
100 / 149	6,0	4,3	39
Agua y sedimentos iniciales (% v/v)			34

Estos resultados muestran un ligero aumento en la eficiencia de separación de sólidos con respecto a la prueba anterior. La cantidad de sólidos disminuyó desde 7% hasta 4,3%, para una eficiencia de 39%. La prueba de filtración de la dilución 50% Slop – 50% Sur Mediano evidencia una mejoría en la separación de los sólidos debido a que posee una viscosidad mayor que la dilución anterior (menor dilución) y por lo tanto el proceso de filtración se ve favorecido por la formación de una torta de filtrado más densa que permite recoger los sólidos en mayor proporción, aunque, a costa de una mayor caída de presión.

Cabe destacar que a pesar de no emplear la malla filtrante de 177 micrones, la separación de los sólidos fue mayor que en la prueba anterior. Asimismo la malla de 149 micrones fue más efectiva separando más sólidos que la malla de 250 micrones.

Bajo las mismas condiciones de temperatura (80 °C), filtrado en serie y mallas de 250 y 149 micrones, se realizó la prueba de filtración a una nueva dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano con el fin de determinar la eficiencia en la separación de los sólidos en esta nueva muestra. Los resultados a continuación.

Tabla N°8: Prueba de filtración en serie de la dilución 75% Slop - 25% Sur Mediano.

Mesh / micrones	Sólidos inicial (% v/v)	Sólidos final (% v/v)	Sólidos separados (% v/v)
60 / 250	12,0	10,0	16,7
100 / 149	10,0	7,0	42
Agua y sedimentos iniciales (% v/v)			50

De acuerdo con los resultados presentados en la tabla, se obtuvo una eficiencia global de separación de sólidos de 42%, disminuyendo la cantidad de éstos en el crudo desde 12% hasta 7%. En esta prueba la malla de 149 micrones tuvo un mejor desempeño separando los sólidos en comparación con la malla de 250 micrones y se observaron problemas operacionales debidos al taponamiento parcial de las mallas filtrantes debido al paso del crudo y a la formación de la torta de filtrado. La filtración de la dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano presentó la eficiencia más alta de separación de sólidos en comparación con las otras dos diluciones filtradas, lo que reafirma la tendencia que tienen las muestras de crudo más viscoso (menos diluido) a formar una torta de filtrado más densa y compacta que retiene mayor cantidad de sólidos en el proceso.

Una vez realizadas las pruebas de filtración tanto al crudo Slop, como a cada una de las diferentes diluciones Slop – Sur Mediano, se procedió a evaluar la influencia que presenta la separación de los sólidos por filtración en la deshidratación termoquímica del crudo Slop.

4- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP DILUIDO, FILTRADO Y SIN FILTRAR.

La figura N°28 representa el desempeño de las cuatro mejores combinaciones demulsificante – humectante, a sus dosificaciones óptimas, obtenidas en las pruebas de estabilidad estática del crudo Slop puro, aplicadas en este caso a la dilución 25 – 75 (%v/v Slop – Sur Mediano). Se muestra el porcentaje de agua separada en función del tiempo de reposo para cada una de las combinaciones. (Ver anexo III)

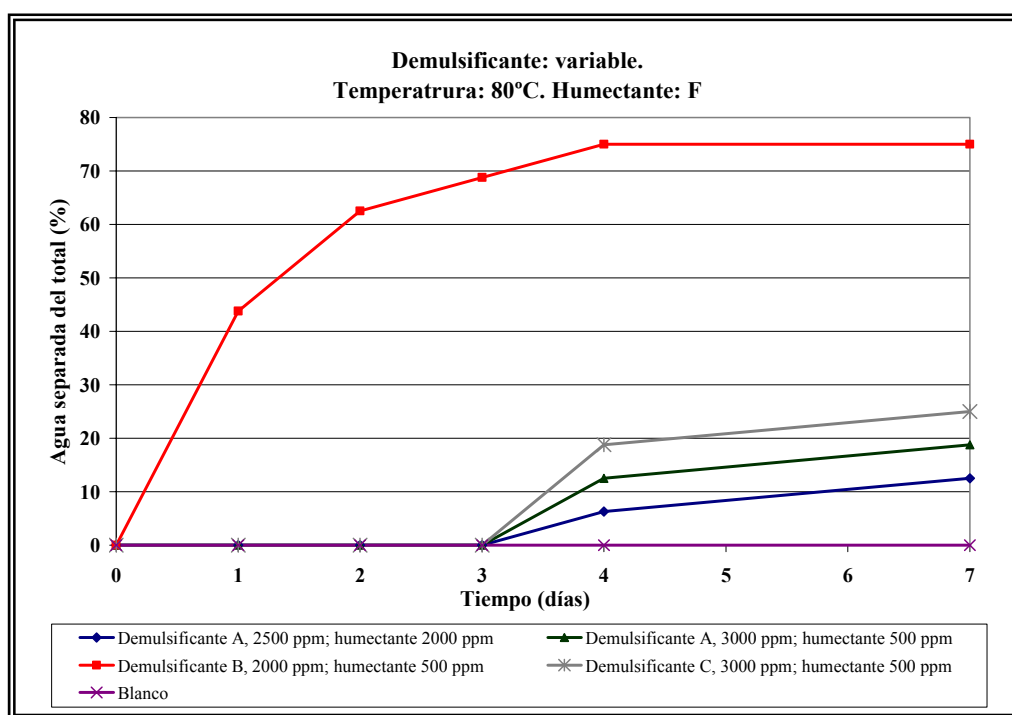


Fig. N°28: Comportamiento de las cuatro mejores combinaciones demulsificante - humectante en función del tiempo, para la dilución 25 % Slop – 75% Sur Mediano, filtrada en serie a 80°C.

Se observa en la gráfica anterior que la combinación del demulsificante B (2000 ppm) con el humectante F (500 ppm) fue la más eficiente en cuanto a la deshidratación del crudo, obteniéndose un 75% del agua separada para un tiempo de reposo de 7 días. Asimismo, el resto de las combinaciones demulsificante – humectante presentaron poca eficiencia, separando entre el 12 % y el 25 % del total de agua para el mismo tiempo de

reposo de 7 días. Cabe destacar que esta prueba se realizó bajo las condiciones más favorables para el tratamiento (dilución 25% Slop - 75% Sur Mediano, temperatura de 80 °C, bajo condiciones de filtrado previo y 7 días de reposo) con el objetivo de comprobar si en dichas condiciones es factible la deshidratación de crudo hasta el nivel de especificación deseado (< 1% de agua y sedimentos).

Sin embargo, es importante destacar que las condiciones de tratamiento aplicadas en esta prueba no necesariamente son las más favorables para el tratamiento en campo, especialmente por la alta dilución realizada con el crudo Sur Mediano, que es un crudo ya deshidratado y fiscalizado y por la implementación de un posible sistema de filtración de sólidos el cual no existe en el Patio de Tanques Lagunillas Norte por no ser una práctica común en el tipo de tratamiento que se le da a los crudos en ese Patio.

Debido a que los demulsificantes y humectantes utilizados fueron formulados por casas comerciales, no es posible conocer la composición química exacta de estos productos, sin embargo por los resultados obtenidos en esta prueba, se observa que la actividad interfacial del demulsificante B para este crudo es mayor que las del A y el C, haciendo posible que la desestabilización de la emulsión agua en crudo (W/O) presente sea más eficiente. Vale la pena destacar que el desempeño de un demulsificante en un tipo de crudo específico depende de los agentes emulsificantes naturales que posee el crudo, por lo que en esta prueba se refleja que el demulsificante B es capaz de competir y desplazar más fácilmente de la interfase a los surfactantes naturales que estabilizan la emulsión, obteniéndose resultados más favorables en la deshidratación que con los productos A y C.^[1]

Es de resaltar el comportamiento de la prueba sin productos químicos, denominada “blanco”, la cual no presentó ningún tipo de separación de agua inclusive bajo las condiciones de dilución, filtrado, temperatura y tiempo de reposo suministradas, lo que evidencia la necesidad de la utilización de demulsificantes y humectantes para desestabilizar la emulsión y luego poder separar físicamente el agua y los sólidos del crudo.

Una vez observado el desempeño de cada uno de los productos químicos en la deshidratación del crudo, se procedió a realizar las pruebas Thief y Compuesta (de acuerdo con el procedimiento experimental) al crudo tratado con los productos B (2000 ppm) y F (500 ppm), ya que fue la única muestra que presentó una separación de agua significativa. En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos.

Tabla N°9: Pruebas Thief y Compuesta de la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano evaluada con demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), filtrada en serie, a 80°C y 7 días de evaluación.

Agua y sedimentos iniciales (% v/v)	20
Prueba Thief (% v/v)	0,9
Prueba Compuesta (% v/v)	0,4

La prueba Thief refleja una cantidad de 0,9% de agua y sedimentos presentes en las proximidades de la interfase agua crudo, es decir en la capa de crudo más cercana al agua separada. Esta cantidad de agua y sedimentos evidencia una deshidratación efectiva ya que esta capa de crudo, que es la que posee más agua, ya se encuentra cumpliendo la especificación deseada de menos de 1% de agua y sedimentos.

Por otra parte, la prueba compuesta presenta una cantidad de 0,4% de agua y sedimentos en el crudo tratado lo que refleja que el tratamiento termo-químico aplicado, en conjunción con el filtrado previo, arroja resultados satisfactorios en la deshidratación del crudo. En vista de los resultados obtenidos se decidió establecer como combinación óptima de productos químicos el uso del demulsificante B (2000 ppm) con el humectante F (500 ppm) y su utilización en las pruebas de estabilidad estática posteriores.

En base a este exitoso resultado se procedió a realizar las pruebas de estabilidad estática a cada una de las diluciones Slop – Sur Mediano, tanto filtradas como no filtradas, de tal forma de comparar el comportamiento en la deshidratación de cada una de las muestras.

A continuación se presenta la figura N° 29, en la cual se aprecia el porcentaje de agua separada en el crudo Slop en función del tiempo de reposo para diferentes diluciones Slop – Sur Mediano filtradas y no filtradas.

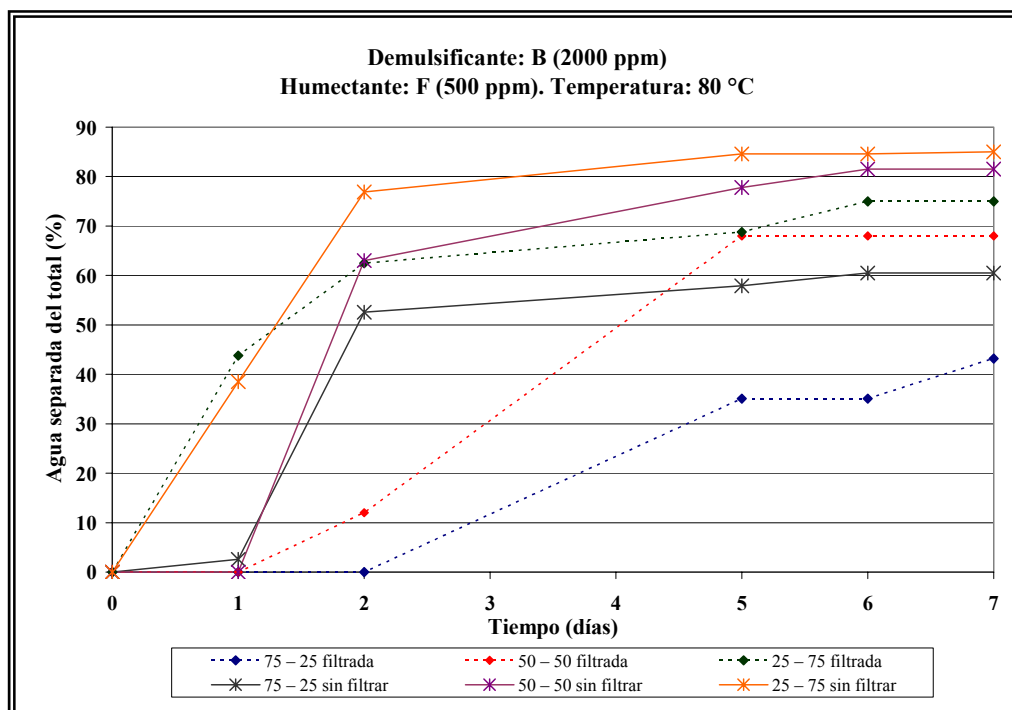


Fig. N° 29: Influencia de la filtración en la deshidratación de las diferentes diluciones (Slop – Sur Mediano).

En la gráfica anterior se observa el comportamiento de la combinación óptima demulsificante – humectante en cada una de las diluciones Slop – Sur Mediano, filtradas y no filtradas, durante 7 días de reposo a 80 °C de temperatura. Las líneas pespunteadas representan el comportamiento de las diluciones filtradas, mientras que las continuas las diluciones no filtradas.

Si se compara el desempeño de cada una de las diluciones filtradas con sus respectivas no filtradas se evidencia una mejor deshidratación de las muestras no filtradas. Este comportamiento refleja que el proceso de filtrado del crudo actúa en detrimento de la deshidratación termoquímica, por lo que es necesario la realización de un análisis de la emulsión (tamaño de gotas de la fase dispersa) que permita explicar como pudo haber influido el proceso de filtrado en la estabilización de la emulsión.

En general la cantidad de agua separada en el crudo fue mayor a medida que el crudo Slop se encontraba más diluido, obteniéndose como mejor resultado la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano no filtrada, lo cual refleja que la viscoreducción realizada por la dilución con la segregación Sur Mediano actúa favoreciendo la deshidratación termoquímica del crudo. Esto se debe a que por medio de la disminución de la viscosidad se disminuye la resistencia que las gotas de la fase dispersa deben vencer para flocular, coalescer y sedimentar. [4]

Una vez observado el desempeño de cada una de las muestras de crudo ante las condiciones de tratamiento, se procedió a realizar la prueba Compuesta de cada una de las muestras para determinar la cantidad de agua y sedimentos contenidos en el crudo luego del tratamiento.

En el siguiente gráfico se presenta a continuación muestra el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en el crudo luego del tratamiento termo-químico para cada una de las diluciones Slop – Sur Mediano, filtradas y no filtradas.

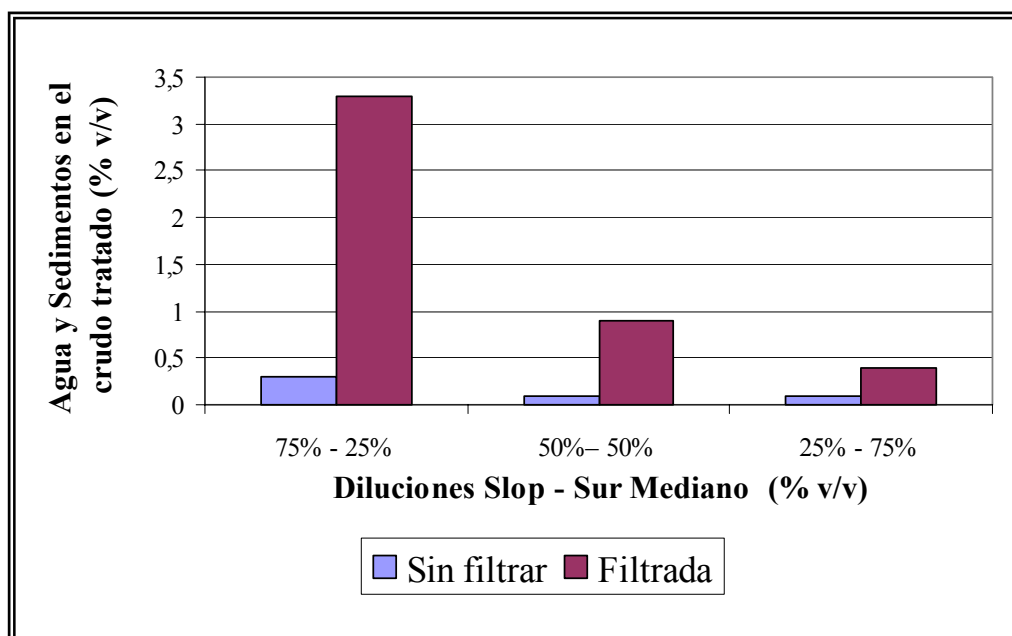


Figura N°30: Prueba Compuesta de las diferentes diluciones Slop –Sur Mediano, filtradas y no filtradas, a 80 °C y 7 días de evaluación.

Se puede observar claramente que en todos los casos la cantidad de agua y sedimentos contenidos en el crudo tratado fue menor en las muestras sin filtrar que en las muestras filtradas, lo que evidencia que no es necesario realizar el filtrado previo del crudo, ya que tan sólo con el tratamiento termoquímico se logra una deshidratación más efectiva, hasta los niveles deseados.

Adicionalmente cada una de las muestras se encuentran cumpliendo con la especificación de agua y sedimentos ($< 1\%$) a excepción de la dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano filtrada, siendo esta la más viscosa por estar diluida en menor grado y presenta una mayor dificultad para su deshidratación debido al proceso de filtrado previo. El mejor resultado obtenido desde el punto de vista de la cantidad de agua y sedimentos fue la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano no filtrada, mientras que desde el punto de vista de la factibilidad de tratamiento en el Patio el mejor resultado fue la dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano no filtrada, debido a que se utiliza menor cantidad de Sur Mediano para diluir y no se necesita la implantación de un sistema de filtrado.

Tomando en cuenta los presentes resultados se desestimó la utilización del proceso de filtrado como uno de los eslabones en el tratamiento del crudo Slop, ya que presenta resultados menos eficientes en la deshidratación del crudo, en comparación con las muestras no filtradas. Asimismo se procedió a realizar un análisis del tamaño promedio de las gotas de fase dispersa (agua) en cada una de las muestras filtradas y no filtradas para determinar el efecto que produce el proceso de filtrado en la estabilización de la emulsión.

La siguiente gráfica refleja el tamaño promedio de gotas de la fase dispersa (agua) en el crudo Slop y cada una de sus diluciones, filtradas y no filtradas.(Ver anexo IV)

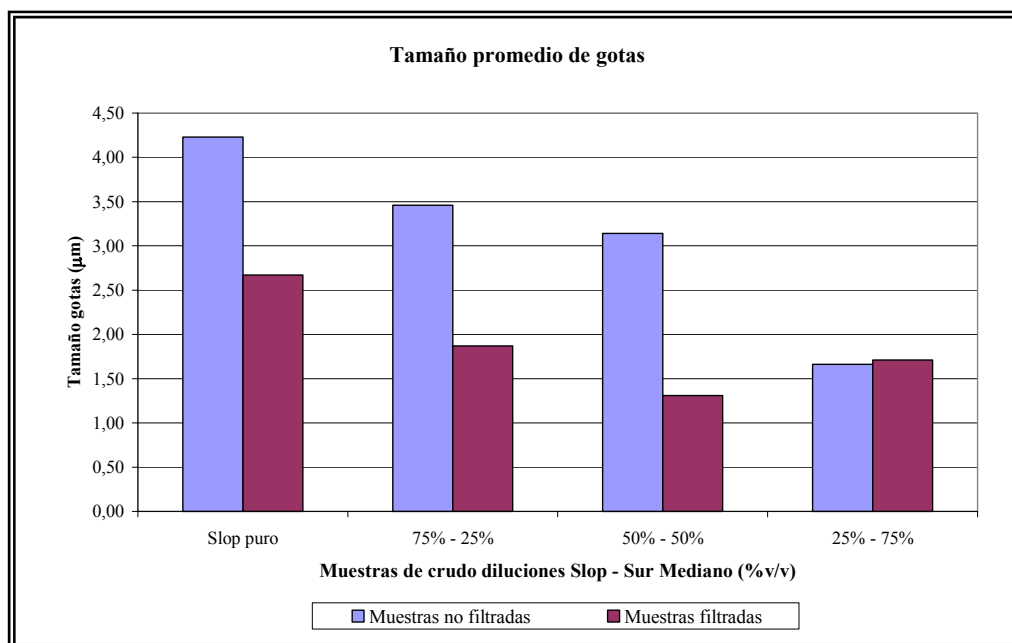


Figura N° 31: Tamaño promedio de gotas de la fase dispersa (agua) en el crudo Slop y en sus diferentes diluciones (Slop – Sur Mediano), sin filtrar y filtradas.

Según los resultados se observa que en todos los casos, a excepción de la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano, las muestras de crudo filtradas presentan un tamaño promedio de gotas menor que sus respectivas muestras no filtradas, esto quiere decir que el proceso de filtrado ocasiona una disminución en el tamaño de las gotas, lo que provoca un aumento en el área interfacial que tiende a aumentar la estabilidad de la emulsión.^[11] Esta reducción en el tamaño promedio de gotas explica el porque la deshidratación termoquímica de las muestras no filtradas es más efectiva que en las muestras filtradas.

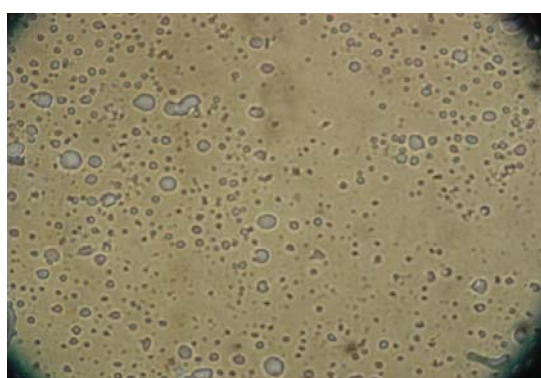
Con respecto a la dilución 25% Slop – 75% Sur Mediano, se observó un ligero incremento en el tamaño promedio de las gotas para la muestra filtrada, sin embargo la variación no fue muy significativa debido a que esta dilución es la que posee menor viscosidad y por lo tanto ofrece un paso más fácil del crudo a través de las mallas filtrantes, sin ocasionar caídas de presión altas en el proceso ni taponamientos parciales de las mallas de filtrado que puedan provocar cizallamiento y disminución del tamaño de gotas.

Cabe destacar que a medida que el crudo Slop se encuentra más diluido, los tamaños promedios de gotas son menores, esto se debe a que a medida que una muestra tiene menos Slop la viscosidad del sistema es menor y las gotas tienen una menor resistencia al movimiento en el sistema ocasionando que ellas sufran cizallamiento y disminuyan su tamaño promedio.

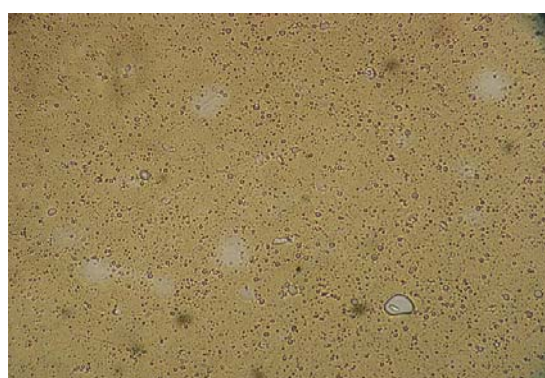
Sin embargo, a pesar de la disminución en el tamaño de gotas debido al proceso de mezclado de los crudos, se evidenció en las pruebas de estabilidad estática que el efecto de disminución de viscosidad que tiene la dilución del Slop con el Sur Mediano es más favorable y ayuda a deshidratar el crudo más eficientemente.

Por medio del análisis de esta prueba, se determinó que los taponamientos parciales de las mallas de filtrado, debido a la viscosidad del crudo y las caídas de presión provocadas, son las causantes principales de la disminución del tamaño promedio de gotas en el proceso de filtración. Así pues, queda desestimada la utilización de procesos de filtración para la separación de los sólidos, ya que éstos estabilizan aún más la emulsión dificultando su deshidratación termoquímica.

En la siguiente figura se muestra las microfotografías tomadas para el análisis del tamaño promedio de gotas para la dilución 50 – 50 (%v/v Slop – Sur Mediano), dichas fotos fueron tomadas con una ampliación de 20x.



Crudo sin filtrar



Crudo filtrado

Fig. N°32: Microfotografías la dilución 50 – 50 (%v/v Slop – Sur Mediano), filtrada y sin filtrar.

En las fotos anteriores se puede apreciar claramente que la muestra filtrada posee un menor diámetro de gota respecto a la muestra sin filtrar, resultado que converge con los análisis de tamaño promedio de gotas presentados en la figura N° 31.

5.- PRUEBAS DE OPTIMIZACIÓN

Con en el propósito de mejorar las condiciones de tratamiento termo-químico del crudo Slop diluido, se presentan a continuación las pruebas de optimización realizadas en el laboratorio. Dichas pruebas consistieron principalmente: 1) en aumentar la cantidad de crudo Slop, con el fin de ubicar el punto óptimo de dilución; 2) disminuir la temperatura buscando una reducción en los requerimientos de calor y 3) evaluar la posibilidad de reducir el tiempo de reposo. (Ver anexo V) En la figura N° 33, se visualizan los resultados de la Pruebas Compuestas a 7 días de reposo de cuatro diferentes diluciones a tres temperaturas de tratamiento (70, 75 y 80 °C).

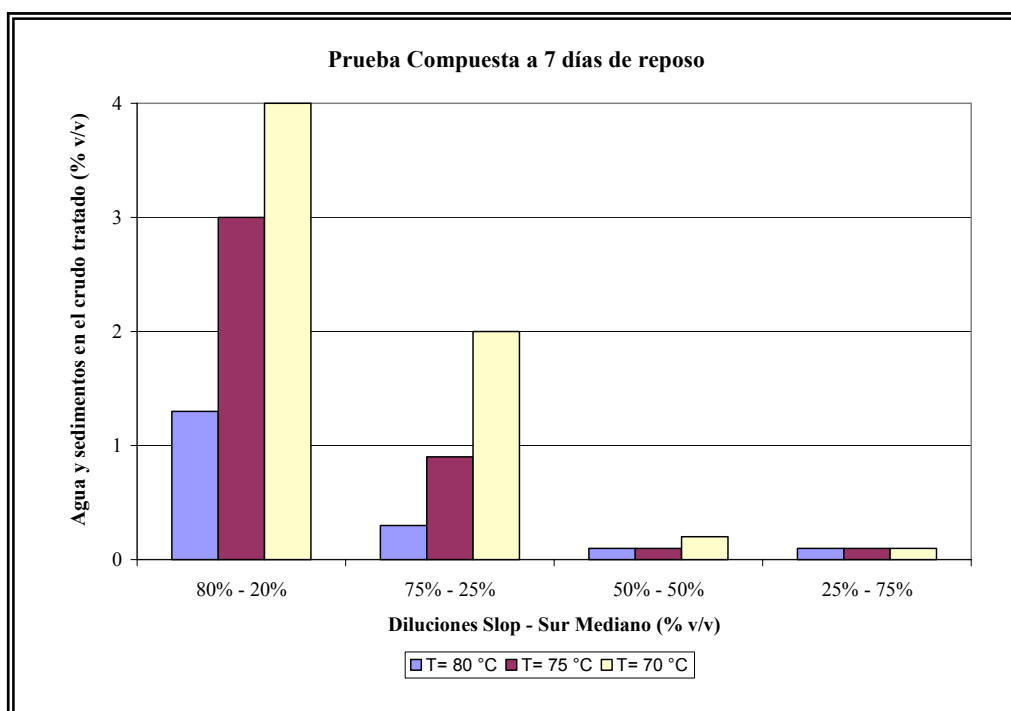


Fig. N° 33: Porcentaje de agua y sedimentos obtenidos en cuatro diferentes diluciones Slop – Sur Mediano, sin filtrar, a tres temperaturas de tratamiento y 7 días de reposo.

Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).

Como se observa en el diagrama de barras anterior para un tiempo de 7 días de reposo, manteniendo las concentraciones de demulsificante y de humectante, se obtiene que para dilución 80 – 20 (%v/v Slop – Sur Mediano) no se logra un crudo en especificación a las temperaturas estudiadas, debido a que en la prueba compuesta se obtienen valores de agua y sedimentos superiores al 1 %.

Con la dilución 75 – 25 a 75 ° y 80 °C se obtiene un crudo deshidratado (con menos de 1 % de agua y sedimentos) mientras que para 70 °C no se logró colocar el crudo en especificación. Esto se debe a que al disminuir la temperatura aumenta la viscosidad del crudo y se reduce el efecto de los agentes químicos demulsificante y humectante, por lo tanto, la dilución 75 – 25 puede ser tratada satisfactoriamente a 75 y 80 °C en 7 días de reposo.

Las pruebas Compuestas de las diluciones 50 – 50 y 25 - 75 (% v/v Slop – Sur Mediano) a las tres temperaturas evaluadas son menores al 1 % de agua y sedimentos, lo que evidencia que con dichas diluciones el crudo Slop puede ser tratado exitosamente mejorando las propiedades del mismo que se obtienen al diluir con la segregación Sur Mediano.

En vista de los resultados obtenidos, se estableció que a 7 días de reposo la dilución óptima de tratamiento es 75% Slop - 25% Sur Mediano, por implicar la menor utilización de Sur Mediano, mientras que si se diluye el crudo Slop en menor grado los resultados de agua y sedimentos en el crudo no se encuentran en especificación.

Con la finalidad de reducir el tiempo de reposo, se realizaron pruebas a 3 días de evaluación a cada una de las diluciones Slop – Sur Mediano, manteniendo las tres temperaturas de tratamiento y mismos productos demulsificante y humectante que en la prueba anterior. Los resultados obtenidos en las pruebas compuestas se muestran en la siguiente figura.

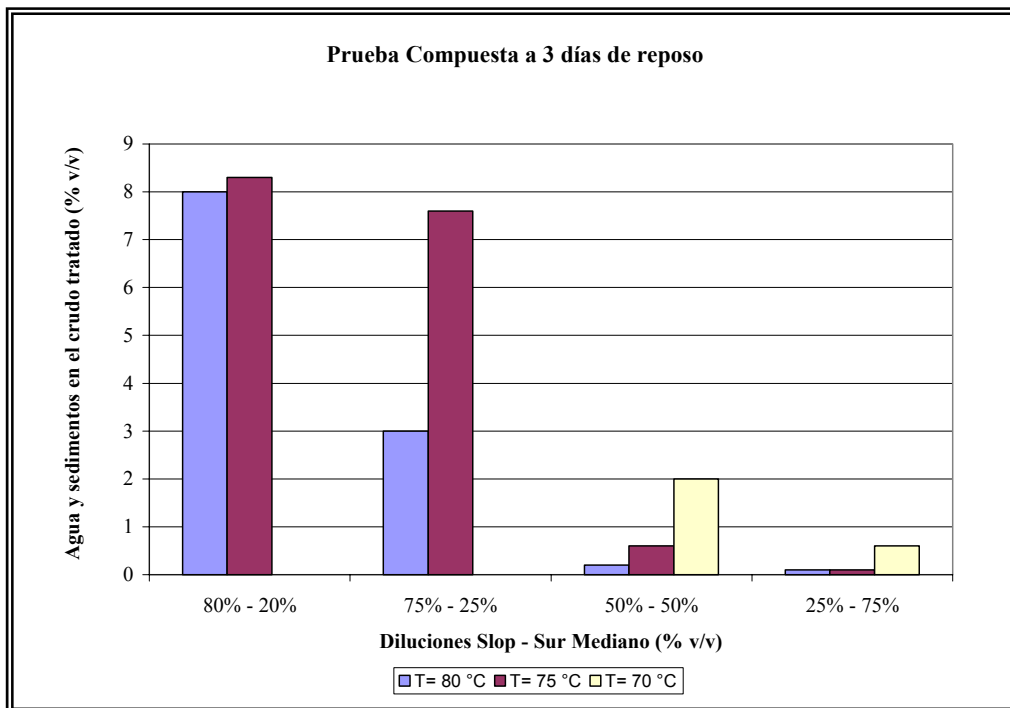


Fig. N° 34: Porcentaje de agua y sedimentos obtenidos en cuatro diferentes diluciones Slop – Sur Mediano, sin filtrar, a 80 °, 75 ° y 70 °C, y 3 días de reposo. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).

De acuerdo con la figura anterior, para un tiempo de reposo de 3 días, las diluciones 80 – 20 y 75 – 25 (%v/v Slop Sur Mediano) arrojan resultados no satisfactorios a las temperaturas de tratamiento trabajadas, por obtenerse mas de 1 % de agua y sedimentos en las pruebas compuestas, lo que indica que éste tiempo de reposo es bajo para deshidratar el crudo Slop a las condiciones de tratamiento antes señaladas. Se debe destacar que a la temperatura de tratamiento de 70 °C, para las diluciones de 80 -20 y 75 – 25, no se realizó la prueba compuesta ya que para ninguna de las dos diluciones se obtuvo una cantidad de agua separada significativa en los tres días de reposo.

Para la dilución 50 – 50 a 75 y 80 °C los resultados muestran que el crudo Slop puede ser tratado a estas condiciones, no obstante para la temperatura de 70 °C los resultados no son positivos, ya que se encuentran por encima del porcentaje de agua y

sedimentos requeridos para su fiscalización, esto se debe a que el tiempo de reposo no es suficiente para lograr la separación efectiva de las fases.^[6]

Al igual que a 7 días de reposo, la dilución 25 – 75 fue deshidratada a menos de 1 % de agua y sedimentos como se observa en la figura N° 34, por efecto de la gran cantidad de la crudo Sur Mediano, que mejora sustancialmente las propiedades del crudo Slop, en especial, la viscosidad.

Los resultados de las pruebas de optimización demuestran que existen diferentes opciones de tratamiento para el crudo Slop, empleando varias combinaciones de dilución Slop – Sur Mediano a 3 temperaturas y a 3 y 7 días de reposo; el empleo de una alternativa de tratamiento queda a criterio del personal del Patio de Tanques, dependiendo entre otras cosas de la disponibilidad del crudo Sur Mediano, la eficiencia de los calentadores para mantener las temperaturas de tratamiento y la disponibilidad de tanques para realizar el tratamiento de dicho crudo en el tiempo estimado.

Una vez discutido los resultados de las pruebas de optimización, se presenta en la tabla N°10, el mejor de los resultados obtenidos en este trabajo especial de grado, desde el punto de vista de la menor utilización de crudo Sur Mediano para la dilución y de la cantidad de agua y sedimentos obtenida en el crudo tratado.

Tabla N°10: Mejor resultado obtenido para el tratamiento del crudo Slop.

MEJOR RESULTADO	
Dilución (% v/v Slop-Sur Mediano)	70-30
Temperatura (°C)	80
Tiempo de residencia (días)	7
Demulsificante	B
Concentración demulsificante (ppm)	2000
Humectante	F
Concentración humectante (ppm)	500

El criterio empleado para seleccionar esta alternativa se basó fundamentalmente en el empleo de la menor cantidad posible de la segregación Sur Mediano, la más baja temperatura posible a la que pueda ser tratado exitosamente dicho crudo y la utilización de la combinación óptima demulsificante – humectante para el tratamiento. Bajo este esquema de tratamiento se obtiene un crudo en especificación con 0,9 %v/v de agua y sedimentos.

A continuación se presenta una microfotografía del mejor resultado obtenido para el tratamiento termo-químico del crudo Slop diluido (dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano) en comparación con el crudo Slop antes de su tratamiento. Esta microfotografía fue tomada con una ampliación de 20x.

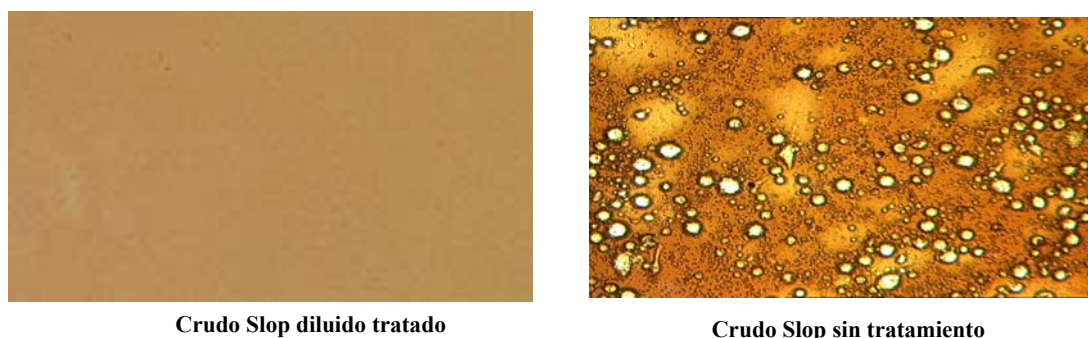


Fig. N°35: Microfotografía del mejor resultado obtenido para el tratamiento del crudo Slop en comparación con el crudo Slop no tratado.

En la figura anterior se evidencia que el crudo obtenido luego del tratamiento es un crudo limpio, es decir no se observan las gotas de agua emulsionadas que se mostraron en la figura N°32, resultado esperado en vista del bajo contenido de agua y sedimentos (menos de 1%) en el crudo luego del tratamiento.

6- PROPUESTA DE TRATAMIENTO DEL CRUDO SLOP LAGUNILLAS NORTE

En esta sección se muestra una propuesta de tratamiento para el crudo Slop, aplicable en el Patio de Tanques Lagunillas Norte. En la siguiente tabla se muestra el sumario de los parámetros a considerar para dicho tratamiento.

Tabla N° 11: Propuesta para el tratamiento en campo del crudo Slop.

PROPUESTA DE TRATAMIENTO	
Dilución (% v/v Slop-Sur Mediano)	70-30
Temperatura (°C)	80
Tiempo de residencia (días)	7
Demulsificante	B
Concentración demulsificante (ppm)	1000
Humectante	F
Concentración humectante (ppm)	250

Se seleccionó la dilución 70 – 30 (%v/v Slop – Sur Mediano), en vez de la dilución óptima que se obtuvo en las pruebas de laboratorio (75 - 25), ya que esto permite tener flexibilidad operacional de 5 % de dilución y se trabaja alejado del límite mínimo (dilución 80 - 20) para obtener un tratamiento efectivo del crudo. Asimismo, se eligió 80 °C como temperatura de tratamiento, 5 °C por encima de la temperatura óptima obtenida en el laboratorio, con la finalidad de mantener la temperatura en los tanques de tratamiento del crudo durante el tiempo de reposo (debido a las pérdidas de calor al ambiente) y de poder asegurar un control más riguroso de las variables ante cualquier desviación de su punto óptimo.

Con respecto a las dosificaciones de los productos químicos, estas se redujeron a la mitad con respecto a los resultados óptimos obtenidos en las pruebas de laboratorio, esto debido a “...la experiencia a demostrado que en el campo por los volúmenes de crudo manejado y las condiciones dinámicas del proceso, la concentración aplicable para crudos pesados es la mitad de la obtenida en las pruebas de laboratorio...”^[6]

Es importante acotar que con este esquema de tratamiento propuesto y en base a análisis fisicoquímicos realizados, el agua separada del crudo tiene tendencia a ser ligeramente incrustante y sus características fisicoquímicas generales se encuentran dentro de los parámetros normales para aguas de formación de crudos del Lago, por lo que no debe representar problemas aguas abajo en el proceso de clarificación de la misma. (Ver anexo VI)

7- ESTUDIO DE POSIBILIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DEL CRUDO SLOP TRATADO.

En este apartado se presenta el estudio posibilidad de comercialización que se realizó para el crudo Slop bajo el tratamiento termo-químico propuesto.

La finalidad de este estudio fue identificar la utilidad que se le pueda dar a dicho crudo una vez que se ha alcanzado la especificación de comercialización. Para ello se realizó una caracterización a la dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano ya deshidratada, con 0,3% de agua y sedimentos. Los valores obtenidos fueron contrastados con crudos comerciales venezolanos que poseen gravedades API similares al crudo Slop diluido. Hay que destacar que estos crudos comerciales están destinados a diferentes procesos de refinación y ventas al exterior.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la caracterización realizada al crudo Slop diluido en especificación para su comercialización y la comparación con algunos crudos comerciales de propiedades similares.

Tabla N° 12: Comparación de las propiedades del crudo Slop tratado con las de algunos crudos comerciales venezolanos.

Propiedad	Dilución Slop	Crudos Comerciales						
		Pilon Conversion	Zuata 16	Merey	Laguna Blend 17	Caripito Blend 17	BCF-17	
Gravedad °API (-)	15,0	15,0	15,7	16,0	17,3	17,3	16,9	
Viscosidad cinemática (cSt)	a 100 °F	925,1	803,0	434,9	461,8	-	-	320,9
	a 140 °F	225,9	182,6	-	117,2	-	-	90,4
Azufre (% p/p)	2,09	2,17	2,69	2,80	2,33	1,96	2,53	
Factor de caracterización UOP	11,4	11,5	-	11,6	-	-	11,0	
Contenido de sal (ptb)	>150,0	60,0	-	60,0	-	-	10,0	
Asfaltenos (%p/p)	6,5	8,5	10,0	8,3	7,3	9,5	5,4	
Nitrógeno total (%p/p)	0,38	0,55	0,48	0,50	0,44	0,37	0,34	
Carbón Conradson (%p/p)	12,2	10,4	11,8	11,5	10,8	10,1	10,2	
Vanadio (ppm p/p)	231	191	245	295	271	234	397	
Niquel (ppm p/p)	37	42	52	70	27	87	50	

Como se observa en la tabla anterior, a excepción del contenido de sal, las propiedades del crudo Slop diluido que se obtiene al realizarle tratamiento termo-químico, se encuentran entre los valores estándares de los crudos comerciales de gravedades API similares, lo que evidencia que este crudo puede ser comercializado sin inconvenientes como sustituto de alguno de ellos, en especial, del Pilon Conversion debido a la similitud de entre sus propiedades. A pesar que el contenido de sal en el crudo es alto, esto no representa un mayor problema para su comercialización, ya que por medio de un proceso de desalado previo a la refinación se puede disminuir el contenido de sales hasta los valores típicos de los demás crudos comerciales venezolanos presentados.

Es importante señalar que a pesar del tiempo que ha permanecido el crudo Slop almacenado, sin tratamiento, sometido bajo procesos de oxidación, sus propiedades se han mantenido en valores satisfactorios para su comercialización, por lo tanto no se debe comercializar como un crudo residual, ya que se demostró en este análisis que puede ser utilizado para procesos de refinación o ventas al exterior, en sustitución de los crudos comerciales comparados.

Cabe destacar que los porcentajes de metales pesados, específicamente Vanadio y Níquel, para la dilución caracterizada reporta valores inferiores a los presentados por los crudos comerciales con los que fue comparado. Asimismo la cantidad de asfaltenos y el análisis de Carbón Conradson reflejan una cantidad de material residual en el crudo dentro de los rangos de los crudos comerciales comparados. Estos resultados son sorprendentes ya que en la medida en que un crudo emulsionado envejece sin tratamiento, ocurren procesos de oxidación y evaporación de livianos que tienden a modificar las propiedades del crudo llevándolo a condiciones en donde aún tratado sólo se puede comercializar como crudo residual, no para ser refinado sino destinado a plantas termoeléctricas.

8- ESTUDIO ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO DEL CRUDO SLOP.

En esta sección se presenta un estimado de costos Clase V de la propuesta de tratamiento para la deshidratación del crudo Slop en el Patio de Tanques Lagunillas Norte.

En este análisis económico, se tomaron en cuenta sólo los ingresos por la venta del crudo Slop sin tomar en cuenta el crudo Sur Mediano vendido en la dilución, y se consideraron los costos de transporte del crudo, calentamiento, y productos químicos (demulsificante y humectante) empleados para su tratamiento en el Patio de Tanques Lagunillas Norte.

El precio del crudo fue suministrado por el Ministerio de Energía y Petróleo y los costos fueron estimados en bases a cotizaciones de las empresas proveedoras de productos químicos y a información suministrada por el departamento de Evaluaciones Técnico - Económicas de Proyectos de PDVSA – INTEVEP. La utilidad bruta se obtuvo realizando la diferencia entre los ingresos por la venta del crudo Slop y los costos antes señalados.

Para el desarrollo del estudio económico, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones.

- Cinco mil barriles diarios a tratar (5.000 BBPD).
- Eficiencia de hornos de 70 %.
- Empleo de 2 bombas de 900 HP c/u.
- Precio del crudo Slop: 70% de la cesta venezolana.
- Sólo se considera la venta del crudo Slop en los ingresos.

A continuación se presenta la tabla N° 12, que da a conocer la utilidad bruta obtenida por el tratamiento del crudo Slop, así como todos los costos e ingresos asociados. Los costos e ingresos están en función del tratamiento de 7 tanques de crudos Slop a razón de 80.000 barriles por tanque.

Tabla N°13: Estudio económico del tratamiento del crudo Slop.

ANÁLISIS ECONÓMICO	
Ingresos por ventas de crudo Slop (\$)	6.136.956,0
Costo de calentamiento (\$)	16.325,2
Costo de demulsificante (\$)	442.076,7
Costo de humectante (\$)	71.759,3
Costo de bombeo (\$)	257.817,6
Costo total (\$)	783.081,2
Utilidad Bruta (\$)	5.348.977,2

La utilidad bruta supera los cinco millones de dólares, lo que hace al esquema de tratamiento que se ha propuesto potencialmente económico. Cabe destacar que la importancia de tratar el crudo Slop no sólo radica en la utilidad económica que se obtiene, sino en la recuperación de la disponibilidad de los tanques ocupados por el crudo Slop, ya que almacenar crudo Slop merma la capacidad de almacenamiento del crudo convencional.

El anexo VII, presenta información detallada de los volúmenes de crudos y productos químicos manejados, ingresos y costos considerados en esta evaluación.

CONCLUSIONES

A continuación se exponen las conclusiones establecidas a partir del análisis de los resultados obtenidos:

1.- CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO SLOP Y DE LAS DIFERENTES SEGREGACIONES QUE LO COMPONEN

- El crudo Slop está conformado por la mezcla de crudo emulsionado de tres segregaciones y crudo de fosa que le confieren características heterogéneas que dificultan su tratamiento.
- La segregación Sur Mediano presenta las características más favorables para diluir el crudo Slop.

2- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP

- La deshidratación termo – química del crudo Slop hasta niveles menores al 1% de agua y sedimentos no es posible sin mejorar sus propiedades por medio de dilución.

3- FILTRACIÓN DE LOS SÓLIDOS PRESENTES EN EL CRUDO SLOP.

- La distribución de los sólidos contenidos en el crudo Slop es monomodal y su tamaño promedio es de 30 μm .
- La separación de los sólidos por filtración, previo al tratamiento termo - químico, actúa negativamente en la deshidratación del crudo Slop y sus diferentes diluciones.
- El proceso de filtración del crudo Slop produce una disminución en el tamaño de gotas de la fase dispersa, estabilizando aún más la emulsión.
- A medida que el crudo Slop se encuentra menos diluido, la retención de sólidos en el filtrado es mayor, debido a la formación de una torta de filtrado más compacta.
- El proceso de filtrado en serie aumenta la eficiencia de separación de sólidos.

4- TRATAMIENTO TERMO – QUÍMICO DEL CRUDO SLOP DILUIDO, FILTRADO Y SIN FILTRAR.

- El demulsificante seleccionado para el tratamiento es el producto B y su dosificación óptima es 2000 ppm.
- El humectante seleccionado para el tratamiento es el producto F y su dosificación óptima es 500 ppm.

5.- PRUEBAS DE OPTIMIZACIÓN

- La dilución óptima de tratamiento es 75% Slop - 25% Sur Mediano.
- El porcentaje de agua y sedimentos de la dilución 80% Slop - 20% Sur Mediano obtenido con tratamiento termo-químico es mayor al 1%.
- La temperatura de tratamiento óptima es 75 °C para la dilución 75% Slop - 25% Sur Mediano.
- El tiempo de reposo óptimo para las condiciones termoquímicas de tratamiento y la dilución 75% Slop - 25% Sur mediano es 7 días.
- Las diluciones 50% Slop - 50% Sur Mediano y 25% Slop - 75% Sur Mediano pueden ser tratadas satisfactoriamente (Crudo < 1% de Agua) a una temperatura de 70 °C , por un periodo de 7 días de tratamiento.
- Las diluciones 50% Slop - 50% Sur Mediano y 25% Slop - 75% Sur Mediano pueden ser tratadas a temperaturas de 80 °C y 75 °C en 3 días de tratamiento.

6- PROPUESTA DE TRATAMIENTO DEL CRUDO SLOP LAGUNILLAS NORTE

- La dilución propuesta para el tratamiento en campo del crudo Slop es 70% Slop – 30% Sur Mediano.
- La concentración propuesta de demulsificante A y humectante F, para el tratamiento en campo del crudo Slop, es 1000 y 250 ppm respectivamente.

7- ESTUDIO DE POSIBILIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DEL CRUDO SLOP TRATADO.

- La dilución 75% Slop – 25% Sur Mediano deshidratada presenta propiedades similares a la de diferentes crudos comerciales venezolanos que evidencian posibilidad de comercialización.

8- ESTUDIO ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO DEL CRUDO SLOP.

- La utilidad bruta obtenida del tratamiento termo - químico propuesto para el crudo Slop es \$ 5.349.000.

9- CONCLUSIONES FUNDAMENTALES

- La dilución 75% Slop - 25% Sur Mediano tratada en 7 días de reposo, temperatura de 75 °C y bajo el efecto de los productos químicos seleccionados, es deshidratada hasta 0,9% de agua y sedimentos.
- La dilución 75% Slop - 25% Sur Mediano tratada en 7 días de reposo, temperatura de 80 °C y bajo el efecto de los productos químicos seleccionados es deshidratada hasta 0,3% de agua y sedimentos.

RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan algunas recomendaciones que permiten lograr una exitosa deshidratación del crudo Slop diluido en el Patio de Tanques Lagunillas Norte.

- Llevar a cabo el proceso de tratamiento por cargas, para mantener un control más efectivo de todas las variables y garantizar una óptima deshidratación.
- Monitorear constantemente la temperatura en los tanques de tratamiento y tomar las acciones necesarias en caso que ésta disminuya.
- En ausencia de dispositivos de calentamiento dentro del tanque de tratamiento, se recomienda calentar el crudo por recirculación entre el tanque y el calentador a fin de mantener la temperatura de tratamiento.
- Drenar la cantidad de agua y sedimentos separados en el fondo de los tanques de tratamiento antes de recircular el crudo para su calentamiento.
- Controlar que la dilución entre el Slop y el Sur Mediano sea lo más homogénea posible y su relación se mantenga en el valor propuesto.
- Garantizar un íntimo contacto en el proceso de mezclado del demulsificante y el humectante con el crudo a tratar.
- Captar muestras del crudo en tratamiento y evaluar en el laboratorio el desempeño del proceso de deshidratación.
- Aplicar un proceso de desalación al crudo tratado para disminuir su contenido de sal antes de ser procesado en la refinería.

BIBLIOGRAFÍA

1. **SALAGER, J.L;** *Deshidratación del Crudo*, Cuaderno FIRP 353. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela, 1990. 19 p.
2. **MARAVEN S.A;** *Basic Engineering Manual Dehydration of Crude Oil Water Treatment and Sludge Treatment*. PLT Engineering. 1982. 512 p.
3. **MENDEZ, F;** *Estabilidad Dinámica de Emulsiones de Aceite en Agua*. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. 1992
4. **KOKAL, S;** *Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review*. Paper SPE 77497 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA. (2002).
5. **SHARAMM, L;** Petroleum Emulsions: Basic Principles. En *Emulsions Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Sharamm Laurier (Ed). Washington, DC. USA. American Chemical Society. 1992. 1-47. 406 p.
6. **RIOS, J; FALS, B;** *Diseño y Selección de Procesos y Operación de Equipos para Tratamiento de Crudos y Aguas Efluentes*. CEPET. 1990.
7. **VERNON, S; KENNETH, A;** Crude Oil Emulsions. En *Petroleum Engineering Handbook*. Sharamm Laurier (Ed). Washington, DC. USA. American Chemical Society. 1992. 1-47. 406 p.
8. **SALAGER, J.L; ANTON R.;** *Surfactantes*, Cuadernos FIRP 300. Universidad de Los Andes. 1990.
9. **KOKAL, S; AL-JAMAL, J;** *Quantification of Various factors Affecting Emulsion Stability: Watercut, Temperature, Shear, Asphaltene Content, Demulsifier Dosage and*

Mixing Different Crudes. Paper SPE 56641 presentado en 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA. (1999).

10. **RICHARD, G;** Commercial Emulsion Breaking. En *Emulsions Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Sharamm Laurier (Ed). Washington, DC. USA. American Chemical Society. 1992. 312-369. 406 p.
11. **RIVAS, H;** Surfactantes: Definición, Clasificación, Propiedades y Aplicaciones. En *Curso: Los Surfactantes y sus Aplicaciones en la Industria Petrolera*. INTEVEP, Los Teques, Venezuela. 2004.
12. **SALAGER, J.L;** *Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades Deseadas. Estado del Arte, Parte B. Propiedades de la Emulsión y su Medición*. Cuaderno FIRP S747-B. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela, 1999. 43 p.
13. **LAYRISSE, I; ESLAVA, M.A;** *Deshidratación y Desalación de Crudos Pesados y Extra-Pesados*. Presentado en LII Reunión a Nivel de Expertos de ARPEL. Caracas, Venezuela. (1984).
14. **POINDEXTER, M; CHUAI, S;** *Classifying Crude oil Emulsions Using Chemical Demulsifiers and Statistical Analyses*. Paper SPE 84610 presentado en el 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Colorado, USA. (2003).
15. **WARREN, K;** *New Tools for Heavy Oil Dehydration*. Paper SPE 78944 presentado en SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. Alberta, Cánada. (2002).
16. **DAHLSTROM, D.; BENETT, R.;** Operaciones líquido-sólido y equipos. En *PERRY Manual del Ingeniero Químico*. Perry Robert; Green Don (Ed). Madrid. España. McGraw Hill, Inc. 2001. 18-92 a 18-300.

17. **PURCHAS, D;** *Solid/Liquid Separation Technology*. Croydon, England. Uplands Press Ltd. Primera edición. 1981.1-192, 249-276, 595-689. 717 p.
18. **McCABE, W.; SMITH, J.;** Operaciones en las que Intervienen Partículas de Sólidos. En *Operaciones Básicas de Ingeniería Química*. McCabe Warren; Smith Julian (Ed). Barcelona. España. Editorial Reverté S.A. 1981. 825-1006. 1048 p.
19. **HAMEED, M; MOUSILY, S;** *Desing of a Crossflow Filtration System*. En Filtration+Separation. June 2002. 45-47. 2002.
20. **WALAS, S;** *Chemical Process Equipment*. Primera edición. Butterworth - Heinemann, USA (1990). 305-334.
21. **WAKEMAN, R;** *Selection of Equipment for Solid/Liquid Separation Processes*. En Filtration+Separation. June 1995. 337-341. 1995.
22. **BELOW, R;** *Equipment Selection and simulation on the WWW*. En Filtration+Separation. June 2001. 30-33. 2001.
23. **COMISIÓN VENEZOLANA DE NORMAS INDUSTRIALES.** Norma N° 883-82.
24. **COMISIÓN VENEZOLANA DE NORMAS INDUSTRIALES.** Norma N° 2683-90.
25. **INSTITUTO TECNOLÓGICO VENEZOLANO DEL PETRÓLEO.** Norma N° AE-004-99.
26. **AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS.** Norma N° D 4327 – 03.

27. INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION. Norma N° 11885.

28. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Norma N° D 1293 – 99.

29. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Norma N° D 1125 – 95.

30. PEROZO, H: *Entrevista con el autor.* 15 de octubre de 2004.

ANEXO I

1 Introducción

El densímetro de densidad portátil DMA 35N mide la densidad de los líquidos en un nivel de precisión comparable al equipo de tubo vertical en forma de U con medición automática indirecta.

Las muestras son calentadas a la temperatura de medición usando la bomba (con calefacción integrada) o un horno de platino.

Un sensor de temperatura determina la temperatura de la muestra justo en la cavidad de medición. La temperatura es registrada en la pantalla y es utilizado automáticamente para llevar a cabo una compensación automática de la densidad.

El densímetro DMA 35N con la conversión automática de la densidad a la temperatura de referencia o el coeficiente de expansión térmica API (Brookhaven, Plato, Caudex, etc.) de manera automática.

El densímetro DMA 35N puede transferir los datos usando un puerto RS-232C, un puerto USB o transferirlos a una impresora o pantalla.

Versión de Software/Software version: V2.014

Manual de Instrucciones

Anton Paar GmbH
Anton-Paar-Strasse 20
A-8054 Graz / AUSTRIA – EUROPA
Teléfono: +43 316 257-0
Fax: +43 316 257-257

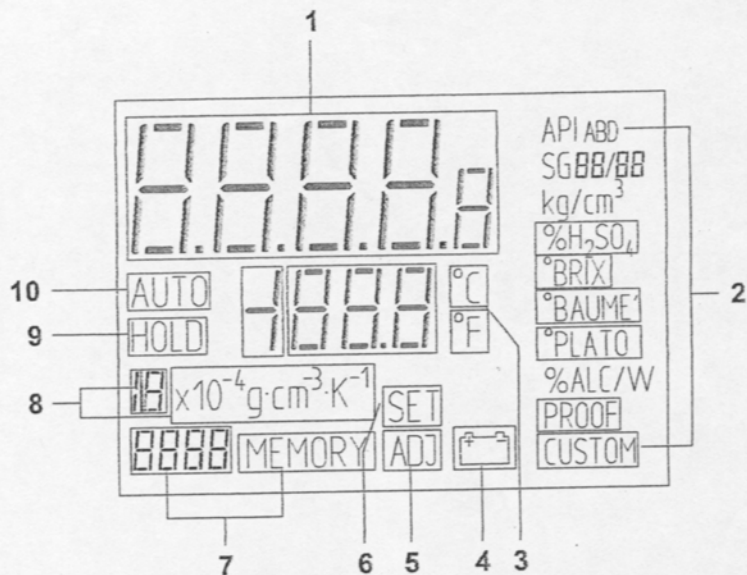
Correo electrónico: density@anton-paar.com
Página electrónica: <http://www.anton-paar.com>

5.1 Introducción

5.1.1 Vista

- El medidor de densidad portátil DMA 35N mide la densidad de los líquidos en g/cm^3 o kg/m^3 de acuerdo al principio del tubo hueco en forma de U, con oscilación armónica inducida.
- Las muestras son alimentadas a la celda de medición usando la bomba tipo pipeta integrada o una jeringa de plástico.
- Un sensor de temperatura determina la temperatura de la muestra justo en la celda de medición. La temperatura es visualizada en la pantalla y es utilizada internamente para llevar a cabo una compensación automática de la densidad leída.
- Una vez activada, se puede llevar a cabo la conversión automática de la densidad a densidad relativa, densidad a una temperatura de referencia o concentración (porcentaje de H_2SO_4 , número API, °Brix, °Baumé, Plato, %alcohol, etc.) de manera inmediata.
- Pueden ser almacenados en la memoria del DMA 35N, hasta 1,024 resultados de medición, incluyendo la temperatura. Los resultados pueden ser recuperados de la memoria individualmente o transferidos a una impresora o PC utilizando un puerto infra-rojo para interfaz RS 232 (opcional).

5.4 Pantalla

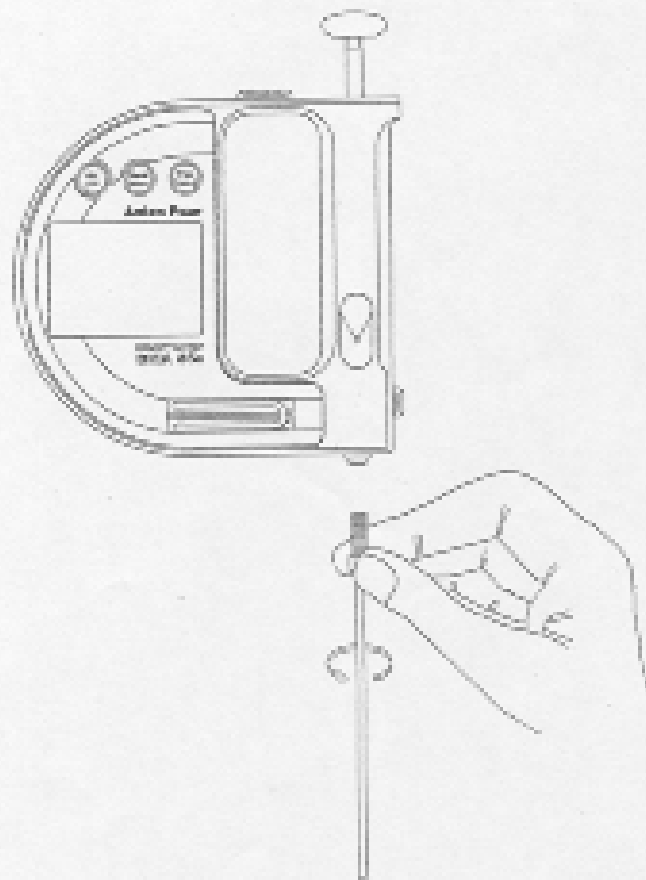


- 1 Valor de la medición
- 2 Unidades de medición y funciones definidas por el usuario
- 3 Visualización de la temperatura en °C/°F
- 4 Indicador de baterías bajas
- 5 Modalidad de reajuste
- 6 Modalidad de programación/asignación de valores
- 7 Número consecutivo de valores almacenados en la memoria
- 8 Coeficiente de temperatura
- 9 Congelación de imagen durante el procedimiento de almacenamiento
- 10 Almacenamiento automático de datos

6 Operación del DMA 35N

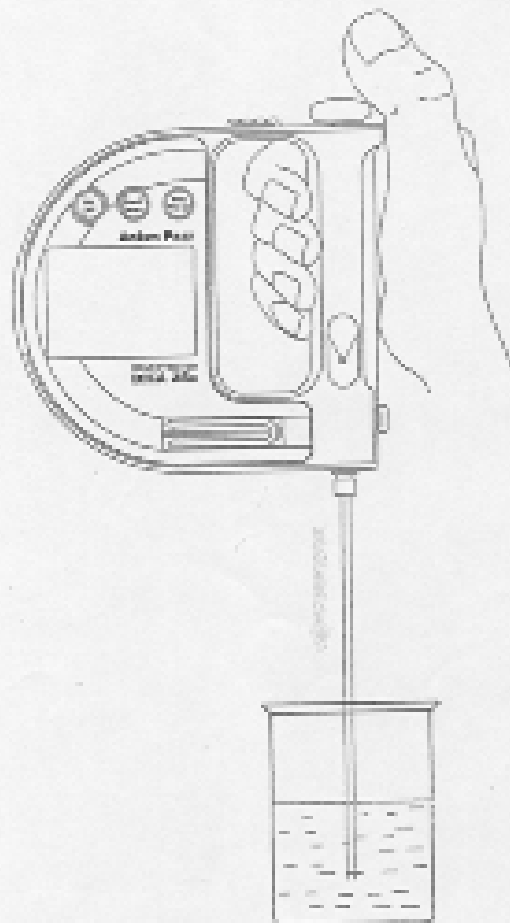
6.1 Conexión del Tubo de Llenado

- Atornille el tubo de llenado con la mano, en la dirección de las manecillas del reloj, hasta que pueda percibir una ligera resistencia al giro.
- No utilice herramientas, para evitar dañar la rosca.



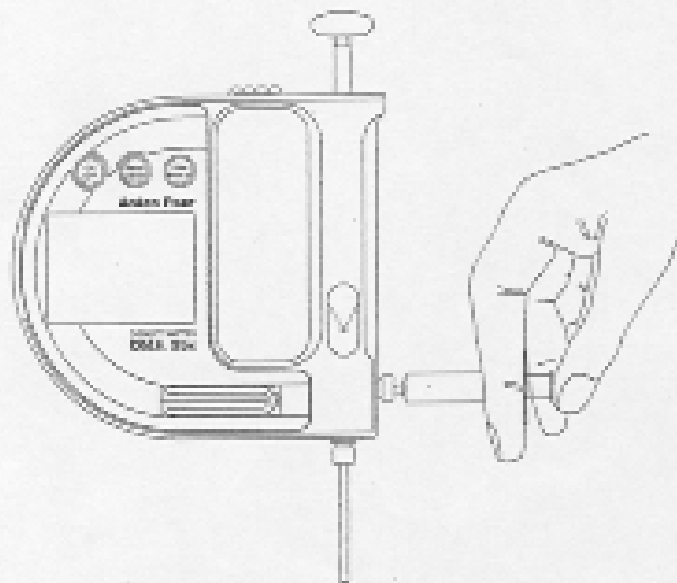
8.1 Llenado de la Celda de Medición con la Bomba Integrada

1. Presione hacia abajo el émbolo de la bomba.
2. Sumerja el extremo del tubo de llenado en la muestra.
3. Libere lentamente el émbolo de la bomba.



8.2 Llenado de la Celda de Medición con Jeringa de Plástico

1. Remueva el tapón rosado con ayuda de una moneda.
2. Atornille el adaptador Luer 1/4" UNF (véase el capítulo 4).
3. Introduzca la muestra a la celda de medición utilizando la jeringa.



Consejo:

No retueva la bomba de succión cuando introduzca la muestra a la celda de medición utilizando la jeringa, la bomba es necesaria para sellar el sistema de llenado.

8.3 Almacenamiento de los Resultados de Medición



Consejos:

- No es posible el almacenamiento de los resultados de medición si está desplegado el aviso de "low battery" (baterías bajas) en la pantalla.
- La activación del modo de programación "SET" borrar todos los resultados almacenados.

8.3.1 Almacenamiento Manual

- La presión prolongada de la tecla "store" almacena, de manera inmediata, en la memoria el resultado de la última medición junto con el número de muestra correspondiente.
- En la pantalla se visualiza "HOLD".
- El número de muestra comienza en 1 y se incrementa de manera automática, de uno en uno, con cada nuevo valor de medición almacenado.
- Pueden ser almacenados 1.024 resultados.

8.3.2 Almacenamiento Automático

- La presión breve de la tecla "store" activa el procedimiento de almacenamiento automático.
- En la pantalla se visualiza "AUTO".
- El instrumento verifica de manera automática la estabilidad de la temperatura de la muestra. Si la temperatura está estable dentro de un rango de ± 0.2 grados, en 10 mediciones subsiguientes, el valor de la medición es automáticamente almacenado junto con un número de muestra.
- Se requiere un mínimo de 15 segundos para llevar a cabo el procedimiento de almacenamiento automático de los resultados de medición.

8.4 Recuperación de los Resultados Almacenados

- La presión breve de la tecla "Recall/Delete" muestra en la pantalla el último valor almacenado por espacio de 10 segundos.
- Si la tecla "Recall/Delete" es presionada nuevamente, de manera breve, dentro de esos 10 segundos, todos los resultados se muestran del último al primer valor.
- Si la tecla no es presionada dentro de los 10 segundos, en la pantalla se vuelve a visualizar el valor de medición de la muestra que está siendo analizada.

ANEXO II

Pruebas de estabilidad estática del crudo Slop, sin filtrar a 70 y 80 °C

TABLA N° A-1: Pruebas de botella del crudo Slop sin filtrar y sin dilución a 70°C.

Demulsificante: variable - Humectante: F													
Dosificación de humectante: 500 ppm													
Agua separada (% del total de agua)													
Tiempo (días)	Demulsificante A (ppm)				Demulsificante B (ppm)				Demulsificante C (ppm)				-
	1000	2000	2500	3000	1000	2000	2500	3000	1000	2000	2500	3000	Blanco
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	21,4	0,0	0,0	0,0	23,8	0,0	14,3	7,1	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	28,6	0,0	0,0	0,0	28,6	0,0	16,7	14,3	0,0
3	4,8	0,0	0,0	0,0	31,0	21,4	0,0	0,0	28,6	0,0	28,6	23,8	0,0
4	12,0	14,2	10,0	16,0	36,0	31,3	11,1	6,0	29,4	14,0	34,3	33,0	0,0
8	27,0	31,6	23,7	34,1	40,0	47,0	20,5	14,8	31,0	29,3	41,0	42,5	0,0
11	47,6	54,5	54,0	58,3	42,9	59,0	32,7	23,8	33,3	42,9	47,0	57,0	0,0
14	47,6	55,0	54,0	59,5	42,9	59,5	33,3	23,8	33,3	42,9	47,6	57,1	0,0

TABLA N° A-2: Pruebas de botella del crudo Slop sin filtrar y sin dilución a 80°C.

Demulsificante: variable - Humectante: F													
Dosificación de humectante: 2000 ppm													
Agua separada (% del total de agua)													
Tiempo (días)	Demulsificante A (ppm)				Demulsificante B (ppm)				Demulsificante C (ppm)				-
	1000	2000	2500	3000	1000	2000	2500	3000	1000	2000	2500	3000	Blanco
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	4,8	19,0	4,8	2,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	7,1	35,7	47,6	35,7	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	21,4	35,7	47,6	35,7	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	33,3	45,2	50,0	47,6	0,0	11,9	9,5	0,0	0,0	0,0	14,3	0,0	0,0
10	42,9	47,6	54,8	47,6	9,5	11,9	9,5	0,0	0,0	0,0	19,0	9,5	0,0
11	42,9	50,0	54,8	52,4	14,3	14,3	9,5	0,0	0,0	0,0	23,8	9,5	0,0
14	42,9	50,0	54,8	52,4	14,3	14,4	14,3	0,0	9,5	0,0	23,8	9,5	0,0

ANEXO III

Pruebas de estabilidad estática del crudo Slop diluido, sin filtrar y filtrado

TABLA N° A-3: Pruebas de botella del crudo Slop diluido, sin filtrar y filtrado a 80°C.

Demulsificante: variable - Humectante: F					
Dosificación de humectante: variable					
Agua separada (% del total de agua)					
	Demulsificante A		Demulsificante B	Demulsificante A	-
	2500 ppm	3000 ppm	2000 ppm	3000 ppm	-
Tiempo (días)	2000 ppm de humec.	500 ppm de humec.	500 ppm de humec.	500 ppm de humec.	Blanco
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	43,8	0,0	0,0
2	0,0	0,0	62,5	0,0	0,0
3	0,0	0,0	68,8	0,0	0,0
4	6,3	12,5	75,0	18,8	0,0
7	12,5	18,8	75,0	25,0	0,0

Tabla N°A-4: Pruebas de botella de las diferentes diluciones Slop –Sur Mediano, filtradas y no filtradas, a 80 °C y 7 días de evaluación. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).

Tiempo (días)	Agua Separada (% del total de agua)					
	75 – 25 filtrada	75 – 25 sin filtrar	50 – 50 filtrada	50 – 50 sin filtrar	25 – 75 filtrada	25 – 75 sin filtrar
0	0	0	0	0	0	0
1	0	2,6	0	0	43,8	38,5
2	0	52,6	12	63	62,5	76,9
5	35,1	57,9	68	77,8	68,8	84,6
6	35,1	60,5	68	81,5	75	84,6
7	43,2	60,5	68	81,5	75	85

Tabla N°A-5: Pruebas Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop –Sur Mediano, filtradas y no filtradas, a 80 °C y 7 días de evaluación.

Muestra	Agua y sedimentos iniciales (% v/v)	Prueba Thief (% v/v)	Prueba Compuesta (% v/v)
75% Slop - 25% Sur Mediano	50	0,5	0,3
75% Slop - 25% Sur Mediano filtrado	45	4,4	3,3
50% Slop – 50% Sur Mediano	34	0,1	0,1
50% Slop – 50% Sur Mediano filtrado	32	2	0,9
25% Slop - 75% Sur Mediano	17	0,1	0,1
25% Slop - 75% Sur Mediano filtrado	20	0,9	0,4

ANEXO IV

Tamaño de gotas de la fase dispersa en el crudo Slop y en sus diferentes diluciones, sin filtrar y filtradas

Tabla N°A-6: Análisis de la distribución del tamaño de gotas de la fase dispersa (agua) en el crudo Slop y en sus diferentes diluciones (Slop – Sur Mediano), sin filtrar y filtradas.

Crudo	media (µm)
Slop	4,23
Slop filtrado	2,67
75% Slop - 25% Sur Mediano	3,46
75% Slop - 25% Sur Mediano filtrado	1,87
50% Slop – 50% Sur Mediano	3,14
50% Slop – 50% Sur Mediano filtrado	1,31
25% Slop - 75% Sur Mediano	1,66
25% Slop - 75% Sur Mediano filtrado	1,71

ANEXO V

Pruebas de estabilidad estática de optimización

Tabla N°A-7: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de la dilución **80% Slop – 20% Sur Mediano**, sin filtrar a 80 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm).

Tiempo (días)	Agua separada (% del total de agua)
	80 - 20 sin filtrar
0	0
1	16,3
2	29,7
3	41,9
6	53,5
7	58,1
Thief (% v/v)	2,1
Compuesta (% v/v)	1,3

Tabla N°A-8: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop - Sur Mediano, sin filtrar a 80 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm),
tiempo de evaluación 3 días.

Tiempo (día)	Agua Separada (% del total de agua)			
	80-20 sin filtrar	75-25 sin filtrar	50-50 sin filtrar	25-75 sin filtrar
0	0	0	0	0
1	15,6	4	3	35
2	31,2	53,2	60	71,7
3	44,8	56,1	66,7	80,4
Thief (% v/v)	10,2	6	0,4	0,1
Compuesta (% v/v)	8	3	0,2	0,1

Tabla N°A-9: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop - Sur Mediano, sin filtrar a 75 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), tiempo de evaluación 7 días.

Tiempo (días)	Agua separada (% del total de agua)			
	80 - 20 sin filtrar	75 - 25 sin filtrar	50 - 50 sin filtrar	25 - 75 sin filtrar
0	0	0	0	0
1	0	17,2	14	24,3
2	36,1	41,7	37,8	45,6
5	59,1	71,8	70	66,7
6	59,1	74,4	70	66,7
7	59,1	76,9	70	73,3
Thief (% v/v)	3,6	1	0,1	0,1
Compuesta (% v/v)	3	0,9	0,1	0,1

Tabla N°A-10: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop - Sur Mediano, sin filtrar a 75 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), tiempo de evaluación 3 días.

Tiempo (días)	Agua separada (% del total de agua)			
	80 - 20 sin filtrar	75 - 25 sin filtrar	50 - 50 sin filtrar	25 - 75 sin filtrar
0	0	0	0	0
1	0	16,8	14,2	25,1
2	34,1	40,5	39,2	47,2
3	52,3	64,1	66,7	60
Thief (% v/v)	10,0	6,8	1,1	0,1
Compuesta (% v/v)	8,3	7,6	0,6	0,1

Tabla N°A-11: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop - Sur Mediano, sin filtrar a 70 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), tiempo de evaluación 7 días.

Tiempo (días)	Agua separada (% del total de agua)			
	80 - 20 sin filtrar	75 - 25 sin filtrar	50 - 50 sin filtrar	25 - 75 sin filtrar
0	-	-	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0,0	0	26,7	50
6	54,5	51,3	66,7	71,4
7	59,1	61,5	66,7	71,4
Thief (% v/v)	5,6	3,1	0,4	0,8
Compuesta (% v/v)	4	2	0,2	0,1

Tabla N°A-12: Pruebas de botella, Thief y Compuesta de las diferentes diluciones Slop - Sur Mediano, sin filtrar a 70 °C. Demulsificante B (2000 ppm), humectante F (500 ppm), tiempo de evaluación 3 días.

Tiempo (días)	Agua separada (% del total de agua)			
	80 - 20 sin filtrar	75 - 25 sin filtrar	50 - 50 sin filtrar	25 - 75 sin filtrar
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	7,1
3	0,0	5,1	29,3	57,1
Thief (% v/v)	-	-	2,8	1
Compuesta (% v/v)	-	-	2	0,6

ANEXO VI

Análisis fisicoquímico del agua de formación del crudo Slop

Tabla N°A-13: Análisis fisicoquímico del agua de formación del crudo Slop.

ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA		
Sólidos	Totales (ppm)	6326
	Suspendidos (ppm)	419
	Disueltos (ppm)	5907
Cationes	Sodio (ppm)	1487
	Calcio (ppm)	13,9
	Magnesio (ppm)	28
	Silicio (ppm)	26
	Hierro (ppm)	< 0,5
Aniones	Carbonatos (ppm)	156
	Carbonatos ácidos (ppm)	2380
	Cloruros (ppm)	1038
	Sulfatos (ppm)	8,36
Azufre (ppm)		21
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)		2210
pH		8,83
Salinidad (ppt)		3,8
Conductividad (mS/cm)		6,91

ANEXO VII

Estudio económico y requerimientos de calor para el tratamiento del crudo Slop.

Tabla N°A-14: Estudio económico del tratamiento del crudo Slop.

ANÁLISIS ECONÓMICO	
Crudo Slop a tratar (MBBL)	560,0
Precio del crudo (\$/BBL)*	31,3
Ingresos por ventas de crudo Slop (\$)	6.136.956,0
Calor Requerido (MMBTU/BBL)	34,0
Precio de calentamiento (\$/MMBTU)	0,6
Costo de calentamiento (\$)	16.325,1
Volumen de demulsificante (gal)	33.606,4
Precio de demulsificante (\$/55gal)	13,2
Costo de demulsificante (\$)	442.076,7
Volumen de humectante (gal)	8.401,60
Precio de humectante (\$/gal)	8,5
Costo de humectante (\$)	71.759,3
Energía requerida por bombeo (KWh)	5.156.352
Precio por energía (\$/KWh)	0,05
Costo de bombeo (\$)	257.817,6
Costo total (\$)	787.978,8
Utilidad Bruta (\$)	5.348.977,20

(*): Tomado el 11-03-05 (Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo).

Cálculo de los requerimientos de calor para calentar el crudo Slop.

- Datos Básicos:

Crudo a tratar Vc (MBPD)	1
°API	15,0
AyS	0,60
Temp. Ambiente (°C)	33
Temp. Slop en los Tanques (°C)	32
Temp. a la salida del Calentador (°C)	80

- Cálculo de las propiedades físicas:

1.- Gravedad específica del crudo:

$$\rho_C = \frac{\rho_{60^\circ F}}{1 - \frac{T - T_{amb}}{1880}} \quad (\text{A.1})$$

Donde:

ρ_C : Gravedad específica del crudo. (-)

$\rho_{60^\circ F}$: Gravedad específica a 60°F. (-) 15,0°API = 0,9659

T : Temperatura. (°F)

T_{amb} : Temperatura ambiente. (°F) $T_{amb} = 33^\circ\text{C}$ (91,4°F).

- $T = 32^\circ\text{C}$ $\rho_{C_1} = \frac{0,9659}{1 - \frac{89,6 - 91,4}{1880}} = 0,9668$

- $T = 80^\circ\text{C}$ $\rho_{C_2} = \frac{0,9659}{1 - \frac{176,0 - 91,4}{1880}} = 0,9243$

2.- Calor específico del crudo:

$$Cp_C = \frac{0,380 + 4,5 \cdot 10^{-4} T}{(\rho_T)^{1/2}} \quad (\text{A.2})$$

Donde:

Cp_C : Calor específico del crudo (BTU/lb°F).

- $T = 32^\circ\text{C}$ $Cp_{C_1} = \frac{0,380 + 4,5 \cdot 10^{-4} \cdot 89,6}{(0,9668)^{1/2}} = 0,4275 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}}$

- $T = 80^\circ\text{C}$ $Cp_{C_2} = \frac{0,380 + 4,5 \cdot 10^{-4} \cdot 176,0}{(0,9243)^{1/2}} = 0,4776 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}}$

3.- Densidad del agua:

$$\rho_{agua} = \frac{1}{16,02 \cdot 10^{-3} + 23 \cdot 10^{-6} (657 \cdot 10^{-6} T^2 + 325 \cdot 10^{-4} T - 6,6)} \quad (\text{A.3})$$

Donde:

ρ_{agua} : Densidad del agua (lb/ft³).

- $T = 32^{\circ}C$

$$\rho_{agua_1} = \frac{1}{16,02 \cdot 10^{-3} + 23 \cdot 10^{-6} (657 \cdot 10^{-6} \cdot (89,6)^2 + 325 \cdot 10^{-4} \cdot 89,6 - 6,6)} = 62,28 \frac{lb}{ft^3}$$

- $T = 80^{\circ}C$

$$\rho_{agua_2} = \frac{1}{16,02 \cdot 10^{-3} + 23 \cdot 10^{-6} (657 \cdot 10^{-6} \cdot (176,0)^2 + 325 \cdot 10^{-4} \cdot 176,0 - 6,6)} = 60,72 \frac{lb}{ft^3}$$

4.- Calor específico del agua:

$$Cp_{agua} = 1,054 - 6,05 \cdot 10^{-4} T + 1,79 \cdot 10^{-6} T^2 \quad (A.4)$$

Donde:

Cp_{agua} : Calor específico del agua (BTU/lb°F).

- $T = 32^{\circ}C$ $Cp_{agua_1} = 1,054 - 6,05 \cdot 10^{-4} \cdot 89,6 + 1,79 \cdot 10^{-6} \cdot 89,6^2 = 1,0142 \frac{BTU}{lb^{\circ}F}$

- $T = 80^{\circ}C$ $Cp_{agua_2} = 1,054 - 6,05 \cdot 10^{-4} \cdot 176 + 1,79 \cdot 10^{-6} \cdot 176^2 = 1,0030 \frac{BTU}{lb^{\circ}F}$

5.- Gravedad específica media del crudo:

$$\rho_{CM} = \frac{\rho_{C_1} + \rho_{C_2}}{2} \quad (A.4)$$

Donde:

ρ_{CM} : Gravedad específica media del crudo (-)

$$\rho_{CM} = \frac{0,9668 + 0,9243}{2} = 0,9455$$

6.- Flujo másico de crudo:

$$m_C = 14,6 \cdot V_C \cdot \rho_{CM} \cdot (1 - AyS) \quad (A.5)$$

Donde:

m_C : Flujo másico de crudo (lb/h).

V_C : Flujo volumétrico de crudo a procesar (BPD).

AyS : Fracción de agua y sedimentos en el crudo (-)

$$m_c = 14,6 \cdot 1000 \cdot 0,9455 \cdot (1 - 0,60) = 5516,76 \frac{lb}{h}$$

7.- Entalpía del crudo:

$$Q_c = m_c \cdot Cp_c \cdot T \quad (\text{A.6})$$

Donde:

Q_c : Entalpía del crudo (BTU/h).

- $T = 32^\circ\text{C}$ $Q_{c\text{entrada}} = 5516,76 \cdot 0,4275 \cdot 89,6 = 211403,8 \frac{BTU}{h} \approx 0,21 \frac{MMBTU}{h}$
- $T = 80^\circ\text{C}$ $Q_{c\text{salida}} = 5516,76 \cdot 0,4776 \cdot 176 = 463976,9 \frac{BTU}{h} \approx 0,46 \frac{MMBTU}{h}$

8.- Densidad media del agua:

$$\rho_{aguaM} = \frac{\rho_{agua_1} + \rho_{agua_2}}{2} \quad (\text{A.7})$$

Donde:

ρ_{aguaM} : Densidad media del agua (lb/ft³).

$$\rho_{CM} = \frac{62,28 + 60,72}{2} = 61,50 \frac{lb}{ft^3}$$

9.- Flujo másico del agua:

$$m_{agua} = 0,271 \cdot V_c \cdot \rho_{aguaM} \cdot AyS \quad (\text{A.8})$$

Donde:

m_{agua} : Flujo másico del agua (lb/h).

$$m_{agua} = 0,271 \cdot 1000 \cdot 61,50 \cdot 0,6 = 8632,61 \frac{lb}{h}$$

10.- Entalpía del agua:

$$Q_{agua} = m_{agua} \cdot Cp_{agua} \cdot T \quad (\text{A.9})$$

Donde:

Q_{agua} : Entalpía del crudo (BTU/h).

- $T = 32^{\circ}C$ $Q_{agua\ entrada} = 8632,61 \cdot 1,0142 \cdot 89,6 = 784436,4 \frac{BTU}{h} \approx 0,78 \frac{MMBTU}{h}$
- $T = 80^{\circ}C$ $Q_{agua\ entrada} = 8632,61 \cdot 1,0030 \cdot 176 = 1523847,4 \frac{BTU}{h} \approx 1,52 \frac{MMBTU}{h}$

11.- Calor requerido:

$$Q = Q_{C\ salida} + Q_{agua\ salida} - Q_{C\ entrada} - Q_{agua\ entrada} \quad (\text{A.10})$$

Donde:

Q : Calor requerido (BTU/h).

$$Q = 463976,9 + 1523847,4 - 211403,8 - 784436,4 = 991984,35 \frac{BTU}{h} \approx 0,992 \frac{MMBTU}{h}$$

12.- Calor requerido por cada mil barriles tratados:

$$Q' = \frac{Q}{V_c / 24} \quad (\text{A.11})$$

Donde:

Q' : Calor requerido por cada mil barriles tratados (BTU/h).

$$Q' = \frac{991984,35}{1000 / 24} = 23807624,5 \frac{BTU}{MBBL} \approx 23,81 \frac{MMBTU}{MBBL}$$