

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN FUNCIONAL DE DEMULSIFICANTES COMERCIALES Y NO COMERCIALES PARA EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN DEL CRUDO DE ALIMENTACIÓN A LA REFINERÍA EL PALITO.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Tavera R., Emilia C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN FUNCIONAL DE DEMULSIFICANTES COMERCIALES Y NO COMERCIALES PARA EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN DEL CRUDO DE ALIMENTACIÓN A LA REFINERÍA EL PALITO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarri.

CO-TUTOR: Prof. Francisco Yáñez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Meraldo Sánchez

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Tavera R., Emilia C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021

Caracas, Octubre 2021.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Tavera R., Emilia C., titulado:

“EVALUACIÓN FUNCIONAL DE DEMULSIFICANTES COMERCIALES Y NO COMERCIALES PARA EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN DEL CRUDO DE ALIMENTACIÓN A LA REFINERÍA EL PALITO”.

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



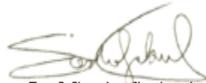
Prof. Rene Rojas

Jurado



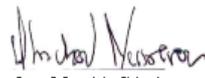
Prof. Carlina Pfaff

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Tutor académico



Ing. Meraldo Sánchez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

Dedico este trabajo especial de grado con todo mi amor a mi Dios y padre celestial por ser mi ayudador, mi fortaleza y mi alto refugio, a él sea la honra y la gloria por siempre.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por su amor y protección, enseñanza de vida, la sabiduría, la entereza y la fuerza que me dio para alcanzar esta meta y seguir siempre adelante.

Agradezco a mi amado padre Jose Rafael Tavera, por el amor, el apoyo, que en vida me dio, también por el carácter que me imprimió, y porque me condujo para ser una mujer de bien, con principios y valores.

Agradezco a mi madre amada, Blanca Alida, por su amor, sus cuidados, sabiduría, compañerismo, por ser un pilar y apoyo; sobre todo por sus oraciones poderosas para lograr muchas victorias.

A mi familia querida también agradezco, en especial a mis tías Gladys, Mirian y Alicia Romero por su cariño y su apoyo incondicional, gracias familia.

A esta importante casa de estudio, Universidad Central de Venezuela, por la enseñanza y preparación académica otorgada.

Al Profesor Sandro Gasbarris agradezco su orientación, apoyo y sobre todo por su tutoría en este trabajo.

Mi agradecimiento al Profesor Francisco Yáñez, Co-Tutor de esta tesis, por su valiosa orientación y ayuda para la culminación del trabajo.

Al Tutor Industrial Ing. Meraldo Sánchez por su gran aporte, apoyo y tutoría para la culminación del Trabajo Especial de Grado.

A la Ing. Nora Perdomo, quien inicialmente tuvo la tutoría industrial, y que por razones ajenas a su voluntad no pudo continuar, agradezco el tema de tesis otorgado y sus orientaciones respectivas.

Extiendo mi agradecimiento a las personas que menciono a continuación, quienes me apoyaron en la continuidad de mi trabajo y de una u otra forma contribuyeron en la orientación y facilitación de información, al Gerente Técnico Johnny Salas, al Ing. Sharkey Ochoa de la gerencia técnica por su atención y orientación en la evaluación económica de este trabajo; a Wilder Petri de Dpto. Estimación de Costo.

Al Departamento de Ing. De Procesos, de la Unidad de Destilación y especialidades en especial a Octavio García por su amistad y disposición para ayudarme, de igual manera a los Ingenieros Juan Sánchez y Alberto Carrasco por la información suministrada. Y a los Ing. Salim Ruiz y Jose Gregorio por el acompañamiento en la visita a planta y en laboratorio industrial de refinería.

A los Ingenieros del Dpto. FCC, a Jesús por su bondad y compañerismo.

Al Dpto. de Programación y Economía en la persona del Señor Carlos por su colaboración.

A la Empresa Refinería El Palito, le agradezco por abrirme las puertas para realizar la tesis de grado y al personal que me trato con cariño, amabilidad, respeto y a todo el que tuvo una palabra de ánimo y motivación para mí.

Tavera R., Emilia C.

**EVALUACIÓN FUNCIONAL DE DEMULSIFICANTES
COMERCIALES Y NO COMERCIALES PARA EL PROCESO
DE DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN DEL CRUDO DE
ALIMENTACIÓN A LA REFINERÍA EL PALITO.**

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarris. Co-tutor: Prof. Francisco Yáñez.

Tutor Industrial: Ing. Meraldo Sánchez.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Año
2021, 135p**

Palabras claves: Crudo, Demulsificante, Deshidratación, Prueba de botellas, Tratamiento químico.

Resumen

El objetivo de este proyecto de grado fue evaluar el desempeño funcional de demulsificantes comerciales y alternativos en el crudo de alimentación a la Refinería El Palito (RELP). Se evaluó el rendimiento de los demulsificantes LA3172V y LA3548V utilizados en un tipo de Crudo A con gravedad de 29°API, analizando los parámetros obtenidos de porcentaje de agua y sedimentos (A&S) y sales en crudo durante el tratamiento químico en los desaladores de RELP en un periodo de 4 años y un año adicional. Se apreció un mayor consumo de demulsificante LA3172V en el Crudo A que con el uso del demulsificante LA3548V para mantener los parámetros de agua y sedimentos y sales dentro los límites establecidos de %A&S (<0.8%) y sales (<2PTB). Por otro parte, se evaluó el desempeño del demulsificante EC2472A proveniente del Centro Refinación Paraguaná, al cual se le realizaron las pruebas de deshidratación (prueba de botellas) en dos tipos de crudo que llamaremos Crudo B y Crudo C, recibidos por cabotaje con contenidos de agua distintos (1.32% y 9% respectivamente). La prueba fue realizada a una concentración de 1% y 5 ppm. Los resultados obtenidos para el caso del Crudo B con 1,32% de contenido inicial de agua, alcanza en el Crudo tratado porcentajes de remoción de 90% y 88 % para las pruebas con y sin tratamiento químico respectivamente. Respecto a los resultados con 9% de contenido inicial de agua en el Crudo C se alcanzaron porcentajes de remoción de 70% y 33% para las pruebas con y sin tratamiento químico respectivamente. Por medio de resultados estadísticos se determina una medida de dosificación óptima de 27gal/día para una carga de crudo nominal de 140MBD, recomendable para la inyección de los demulsificantes durante el proceso de tratamiento. Adicionalmente, se realizó una evaluación económica donde se determinó que el producto demulsificante LA3548V presentó un menor costo en galones por día durante el tratamiento.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO I.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	3
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.4. ALCANCE.....	7
1.5. LIMITACIONES.....	7
CAPITULO II.....	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Antecedentes.....	8
2.2. Emulsiones. Tipos.....	15
2.3. Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones.....	18
2.4. Origen y problemas de las emulsiones en los campos petroleros.....	24
2.5. Prevención de emulsiones en campos petroleros.....	25
2.6. Naturaleza de los demulsificantes.....	27
2.7. Características de los químicos demulsificantes.....	29
2.8. Clasificación de los demulsificantes.....	30
2.9. Requisitos mínimos para un demulsificante.....	34
2.10. Aplicación de los demulsificantes.....	36
2.11. Técnicas utilizadas para evaluar los demulsificantes.....	40
2.12. Deshidratación y Desalación del Petróleo Crudo.....	58
2.13. Marco Referencial.....	72
2.14. Información de Campo.....	72
2.14.1 Unidad de Crudo RELP.....	72
2.14.2 Características del Sistema de Tratamiento Químico.....	80

2.14.3	Unidades de Desalación de RELP.....	82
2.14.4	Problemática Actual: Impactos originados en el sistema tope de la torre D-101 por la incursión de agua con el crudo de alimentación a la RELP.....	84
	CAPITULO III.....	91
	MARCO METODOLÓGICO.....	91
3.1.	Población y Muestras de Estudio.....	91
3.2.	Materiales.....	93
3.3.	Metodología Experimental.....	93
3.4.	Resultados y Discusión.....	95
	CAPITULO VI.....	96
	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	96
4.1.	Demulsificante LA3172V.....	96
4.2.	Demulsificante LA3548V.....	104
4.2.1.	Tratamiento Químico mes de Septiembre año 3.....	104
4.2.2.	Tratamiento Químico con LA3548V mes de mayo año 4.....	108
4.3.	Demulsificante EC2472A.....	109
4.3.1.	Prueba de botella 2020.....	109
4.4.	Evaluación Técnico-Económica.....	117
	CONCLUSIONES.....	119
	RECOMENDACIONES.....	121
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	123
	ANEXOS.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Naturaleza de las emulsiones.....	17
Figura 2.2. Película de una Agente Emulsionante.....	20
Figura 2.3. Grafica Viscosidad del tipo de Crudo utilizado & Temperatura....	21
Figura 2.4. Molécula de un rompedor de emulsión.....	27
Figura.2.5.Etapas del proceso de separación de la emulsión con demulsificantes.....	36
Figura 2.6. Toma de muestra de crudo.....	47
Figura 2.7. Equipo de campo para inyección de demulsificantes.....	48
Figura 2.8. Emulsión de Crudo sin tratar con demulsificantes.....	49
Figura 2.9. Efecto del demulsificante sobre la emulsión, originando coagulación y coalescencia en las gotas de agua.....	49
Figura 2.10. Organización de las Botellas que serán agitadas en la Centrífuga.....	50
Figura 2.11. Proceso de Deshidratación del Crudo.....	50
Figura 2.12. Resultado final del demulsificante en la emulsión.....	51
Figura 2.13. Disposición de las moléculas de agua sin campo eléctrico.....	61
Figura 2.14. Disposición de las cargas positivas y negativas de las gotas de agua por efecto del campo eléctrico.....	62
Figura 2.15. Gotas de agua bajo la acción del campo eléctrico.....	62
Figura 2.16. Desalador Electrostático de Corriente Alterna.....	64
Figura 2.17. Sistema Interno Electroestático del Desalador.....	65
Figura 2.18. Relación entre la caída de presión en la válvula de mezcla, el contenido de sal y agua-sedimentos en el crudo desalado.....	68
Figura 2.19. Esquema general de la torre de Destilación Atmosférica D-101 de la Unidad de Crudo RELP.....	74
Figura 2.20. Tren de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo de RELP.....	76
Figura 2.21. Tren Grande de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo de RELP.....	78

Figura 2.22. Tren Pequeño de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo RELP.....	80
Figura 2.23. Esquema del sistema de inyección de demulsificantes en los desaladores de Crudo de RELP.....	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características generales de un demulsificante.....	33
Tabla 2.2 Tipos de químicos demulsificantes y las dosis utilizadas hasta el presente.....	34
Tabla 2.3. Consideraciones para la Prueba de Botellas.....	53
Tabla 2.4. Condiciones de operación en el proceso de desalación.....	71
Tabla 2.5 Composición Actual del Crudo de Alimentación de la RELP.....	75
Tabla 2.6. Parámetros de diseño de los Desaladores de RELP.....	83
Tabla 2.7. Variables de Operación en los Desaladores RELP.....	83
Tabla 2.8. Factores de operación considerados por impactos en la Unidad de Crudo de RELP 2019.....	87
Tabla 3.1 Caracterización de Demulsificantes.....	92
Tabla. 4.1. Resultados Promedios con LA3548V Mayo año 4.....	108
Tabla 4.2. Resultados experiencia con muestra de Crudo de Alimentación A con 1,32% de agua.....	109
Tabla 4.3. Resultados experiencia con muestra de Crudo de alimentación B con 9% de agua.....	110
Tabla.4.4. Resumen Parámetros de Control Productos Químicos.....	113
Tabla 4.5. Datos para calcular el Costo del químico EC2472A.....	118

ÍNDICE DE GRAFICAS

Grafica 2.1. Tendencias Flujo de TPA y Temperatura del tambor D-107.....	86
Grafica 2.2. Tendencia de presión del tambor D-107 y apertura de la válvula 10PC01.....	86
Gráfica 2.3. Contenido de agua en el Crudo de Alimentación a la Unidad de Crudo años 2018-2019.....	88
Gráfica 2.4. Contenido de agua de los Crudos de Oleoducto y Buques años 2018-2019.....	89
Grafica 4.1. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 1.....	96
Grafica 4.2. Valores Promedios de Contenido de Sal año 1.....	97
Grafica 4.3. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 1.....	98
Grafica 4.4. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 2.....	99
Grafica 4.5. Valores Promedios de Contenido de Sal año 2.....	100
Grafica 4.6. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 2.....	101
Grafica 4.7. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 3.....	101
Grafica 4.8. Valores Promedios de Contenido de Sal año 3.....	102
Grafica 4.9. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 3.....	103
Grafica 4.10 Porcentaje de A&S mes de Septiembre año 3.....	104
Grafica 4.11. Valores Promedios de Contenido de Sal Septiembre año 3.....	105
Gráfica 4.12. Agua de Lavado Septiembre año 3.....	106
Grafica 4.13. Carga de Crudo Septiembre año 3.....	107
Grafica 4.14. Dosis LA3548V Septiembre año 3.....	108
Grafica 4.15. Porcentaje de Agua y Sedimento Crudo de Alimentación 1.32%.....	110
Grafica 4.16. Porcentaje de Agua y Sedimento Crudo de Alimentación 9 %.....	111
Grafica 4.17. Medida de tendencia en Galones por día de LA3172V.....	115
Grafica 4.18. Medida de tendencia en Galones por día de LA3548V y EC2472A.....	116

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En estos tiempos en los que la situación económica del país, es decir, la realidad de los bloqueos internacionales, la menor disponibilidad de divisas para asumir costos y gastos operacionales y la disponibilidad limitada de bases químicas comunes para la fabricación de productos especializados como es el caso de los demulsificantes, es tan evidente, surge la necesidad de mantener operaciones, sobre todo de las principales industrias del país, con la menor cantidad de gastos posibles, derivado de esto, aparece la necesidad de innovar en métodos, tecnologías, condiciones y productos, para llevar a cabo, tratamientos que se requieren en la adecuación de las materias primas, productos intermedios del proceso o de los productos terminados.

Este es el caso de evaluación que se plantea en la Refinería El Palito, ya que desde el año 2015 se perdió la continuidad operativa de los desaladores, por la afectación mecánica de algunos equipos asociados a estos. Esta situación afectó directamente la adecuación del crudo para ser procesado en condiciones favorables en la torre de destilación atmosférica, sin embargo, la aplicación de producto demulsificante se continuó hasta la finalización del contrato vigente, que fue en el año 2017, fecha desde la cual ningún tratamiento químico es aplicado.

Adicional a esto, problemas operacionales de las divisiones de Exploración y Producción, han traído como consecuencia la recepción de un crudo con mayor contenido de agua, lo cual resulta físicamente inmanejable en las instalaciones de la Refinería, razón por la cual se culminan los trabajos asociados a los desaladores.

El planteamiento del presente trabajo surge de la necesidad de colocar en servicio los equipos para que efectúen su trabajo de deshidratación y desalación del crudo, pero no se cuenta ni con químico disponible para ello ni con la asesoría de empresas especialistas que efectúen pruebas funcionales de los demulsificantes disponibles en las diferentes divisiones operacionales de la empresa

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General.

Evaluar desde el punto de vista funcional demulsificantes convencionales y no convencionales disponibles en las diferentes divisiones operacionales de PDVSA, para establecer su eficiencia en la remoción de sales y de agua en el crudo de alimentación de la Refinería El Palito.

1.2.2. Objetivos específicos.

1. Estudiar el proceso de refinación de crudo que se lleva a cabo en Refinería El Palito, identificando la actividad operacional que se desarrolla en el desalador.
2. Identificar las características de los crudos de alimentación de la Refinería El Palito, estableciendo los límites operacionales de los mismos.
3. Revisar las evaluaciones de desempeño de los productos comerciales aplicados en la deshidratación y desalación del crudo de alimentación, a lo largo de la operación de la Refinería El Palito, para establecer las dosificaciones típicas utilizadas y la eficiencia de remoción de los productos en el proceso.
4. Realizar las pruebas funcionales (Prueba de Botellas) para la determinación del porcentaje de remoción de agua y de sales que se alcanza con cada uno de los demulsificantes objeto de la prueba, a las diferentes tasas de dosificación establecidas.
5. Analizar los resultados obtenidos a través de las pruebas funcionales, para el establecimiento de las dosificaciones adecuadas de cada producto en función de alcanzar el porcentaje de remoción de agua y sales más alto.
6. Realizar la evaluación técnico – económica asociada a la selección del producto demulsificante, a fin de que cumpla con la calidad y especificaciones del producto en el proceso de deshidratación del crudo de alimentación de RELP

JUSTIFICACIÓN

La Industria de Refinación es la responsable del fraccionamiento y procesamiento del hidrocarburo y la de obtener productos como naftas, gasolinas y kerosén, con una determinada calidad, que son puestos a la venta en el mercado nacional e internacional; de la misma forma, RELP tiene el compromiso de cumplir con los requerimientos necesarios para abastecer las exigencias de sus productos para el Sistema de Refinación Nacional (SRN). En la actualidad, las operaciones de esta industria se han visto altamente perjudicadas por la falta de funcionamiento desde el año 2015 de los equipos desaladores D-6013/6014 de la Unidad de Crudo, encargados de uno de los procesos principales de acondicionamiento como lo es la deshidratación y desalación del Petróleo Crudo; este procedimiento permite que la dieta energética sea procesada para remover o reducir el contenido de impurezas (sales y agua) presentes en el crudo y que este entre en la especificaciones requeridas para lograr un rendimiento óptimo de productos durante el fraccionamiento en la Torre de Destilación Atmosférica (D-101). La problemática de los desaladores se atribuyó a diversos factores que afectaron negativamente la Unidad de Proceso. Tras evaluaciones y diagnósticos realizados por el área de Ingeniería de Procesos se identificaron una serie de impactos negativos que trastornaron la refinación de la dieta, comenzando primero, por la falta de disponibilidad de las bombas G-6017 A/B las cuales por medio de conexiones eléctricas permitían la operatividad de los equipos electrostáticos y suministraban el agua de lavado para la limpieza del crudo, este hecho trajo como consecuencia, la inestabilidad en la presión del múltiple de la torre, por alta incursión de agua en la planta, evento ocurrido durante la alineación y cambios de tanque de alimentación.

Debido a la alta evaporación del agua una vez que el crudo se precalentaba, se produjo un incremento en la presión máxima permitida de 180 psig en el múltiple de la torre alcanzando inclusive valores mayores a 250 psig; el acontecimiento se hizo evidente cuando no se dispuso del tiempo de reposo necesario para producir la separación de las interfases agua en crudo (emulsión) dentro de los tanques de alimentación como el posterior drenaje de agua provocando grandes intrusiones hacia la planta y repercutiendo así en la disminución de la carga de crudo prevista en la guía operacional de la Unidad de Proceso de Destilación y Especialidades de la Refinería El Palito. A su vez, el aumento de flujo, presión y temperatura en el tope de la torre origino daños en las áreas internas como también el agua incursionada con contenido de sales incrementó de forma acentuada la corrosión en el tope de la unidad D-101, debido a la adherencia de las sales a la superficie metálica de la torre y a la descomposición de cloruros contenidos en el mismo; adicionalmente la cantidad de porcentaje de sólidos y sedimentos que no podían ser removidos, provocaron el ensuciamiento de equipos como hornos e intercambiadores de calor pertenecientes al tren de precalentamiento que se encuentran antes de la torre de fraccionamiento. Por otro parte, al no reducirse el contenido de sodio en el Gasóleo Pesado de Vacío (HVGO) producto logrado en la torre de Destilación al Vacío (D-6003) que en conjunto opera con la unidad D-101, trajo como consecuencia daños en procesos subsecuentes por el envenenamiento del catalizador utilizado en la planta de Fraccionamiento de Craqueo Catalítico (FCC), la cual forma parte de la cadena productiva en la Industria de Refinación. Otros acontecimientos a considerar fueron: el ingreso de agua de lavado proveniente de la planta de Aguas Agrias hacia los desaladores fuera de especificación por alto contenido de amonio de 498,92ppm en comparación con lo máximo permitido de 50ppm, trayendo como consecuencia un incremento de pH en el tope de la torre D-101.

El alto contenido de amonio se debió a las irregularidades presentadas en la torre despojadora de aguas agrias, al arrastrar gran contenido de contaminantes (sales, sulfuros, amonio) producto de un deficiente despojamiento, ya que uno de los intercambiadores asociados presentaba ruptura y anomalías en las tuberías. Además la Planta de Efluentes tuvo limitaciones en su capacidad para el envío de agua a la unidad de aguas agrias y a los desaladores, lo que ocasiono un descontrol en los sistemas de nivel, obligando de esta manera colocar fuera de servicio los desaladores D-6013/6014. Las previsiones tomadas para controlar el pH y aminorar los impactos de la corrosión en el sistema tope de la torre fue a través de la dosificación de un inhibidor de amina; posteriormente proceden a un lavado continuo en el tope de la torre que estabilizo los rangos de pH. Seguidamente, intentaron colocar en funcionamiento los equipos electroestáticos al incorporar agua de servicios industriales como agua de lavado, sin embargo esto no fue posible debido a la salida de agua a través de la garganta de uno de los intercambiadores y rupturas en las tuberías de los enfriadores asociado a los equipos desaladores. Otras limitaciones operacionales acontecidas fueron: La descalibración de indicadores de niveles de aguas en los equipos, cristales de nivel de los desaladores fuera de servicio, perdidas de flujo en las líneas de flujo del crudo de salida hacia el desalador D-6014, lo que no hacia posible la toma de muestras; falta de disponibilidad de válvulas de bloqueo, controladoras de flujo, y serpentines para la toma de muestras, el descontrol de estos equipos trajo como consecuencia desequilibrio de la interfase agua-petróleo por la ineficiente desalación y deshidratación del crudo, así mismo un bajo nivel de disparo hacia los equipos desaladores ocasionando pérdidas de la carga de alimentación al ser enviada a la unidad de efluentes.

Además, el limitado tratamiento químico por parte de Exploración y Producción para tratar el hidrocarburo originaba un excesivo incremento de agua a la hora de ingresar a la planta; a pesar de esto, la industria de refinación contó con el uso de químico demulsificante para aminorar la intrusión de agua, pero esto fue solo hasta el año 2017, pues en el presente aun enfrentan los mismo problemas de incursión de agua, que ha traído límites operacionales en la torre al no poder controlar esta situación y verse obligados a operar con cargas de crudo por debajo de la mínima requerida. Todos estos acontecimientos, determinaron la falta de estabilidad y optimización en los sistemas de desalación, no favoreciendo el procesamiento en el circuito de refinación.

ALCANCE

Por medio de este trabajo se desea comparar la eficiencia de los demulsificantes, con la finalidad de considerar el mejor desempeño a la hora de remover el agua en el crudo y asegurar la estabilidad en las operaciones de refinación. De la misma forma valorar la rentabilidad económica de acuerdo a la al consumo y a la calidad del producto.

LIMITACIONES.

Este trabajo inicialmente está pautado para un periodo de 6 meses para llevar a cabo la evaluación funcional de los demulsificantes. El efecto de la pandemia ha limitado la posibilidad de realizar algunas pruebas de laboratorio. También la obtención de las muestra del producto o de los productos disponibles de manera de poder establecer la dosificación requerida en la muestra de crudo; así mismo realizar la evaluación económica, que permita cumplir los objetivos de este trabajo.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En los procesos de producción de la Industria Petrolera, se requiere que crudos provenientes de los pozos de exploración y producción tengan un proceso de deshidratación y desalinización óptimo para permitir en forma eficiente la remoción de contaminantes durante la producción y en instalaciones de procesamientos al más bajo costo por barril de petróleo. Los demulsificantes juegan un papel importante durante estos procesos de remoción. Es necesario, para llevar a cabo la evaluación funcional de químicos convencionales y no convencionales en el crudo de alimentación que ingresa a la Refinería El Palito, contar con el fundamento teórico y los lineamientos que permitan la comprensión del trabajo. Así mismo, se definirá los distintos puntos relacionados al tema para su desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados.

2.1. Antecedentes.

Fernández (2002). En su trabajo “**Selección de una agente demulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la Unidad Colón del municipio Jesús María Seprum del estado Zulia**”, tuvo como objetivo seleccionar e identificar un agente demulsificante capaz de promover la deshidratación eficiente de los diversos tipos de crudos que confluían en la Unidad Colón (Edo. Zulia), bajo la responsabilidad operativa del Consorcio Tecpetrol Coparex CMS, Oíl and Gas. Estos crudos son transportados vía oleoducto previo a un tratamiento químico en los campos respectivos de la Unidad Colón, hasta una Estación de Flujo para el reposo correspondiente donde luego es transferido al sistema PDVSA una vez en especificación. El crudo producido en la Unidad Colón poseía un alto porcentaje de agua asociada que oscilaba entre 55% y 77%, de allí surgió la necesidad de su deshidratación eficiente hasta niveles por debajo de 1%.

A pesar de que el crudo de los campos era deshidratado con la ayuda de un agente demulsificante, en búsqueda de desarrollar y avanzar en nuevas tecnologías de campo y la tendencia mundial de reducir los costos, obligaron a las empresas explotadoras de estos yacimientos a abrir sus campos cada cierto tiempo para encontrar alternativas de tratamiento que fueran lo técnica y económicamente superior al químico que anteriormente era utilizado en el sistema, por esta razón; el Consorcio Tecpetrol Coparex CMS, Oil and Gas, en conjunto con OILCHEM SERVICIOS, S.A. se abocaron a la selección de un nuevo agente demulsificante. Para ello, realizaron estudios y prácticas de campo a través de las evaluaciones realizadas de laboratorio por Pruebas de Botellas, planteándose una gama de 27 demulsificantes y llevando a cabo el procedimiento requerido para el proceso de descarte de aquellos productos químicos que no cumplieran con los requisitos exigidos, lo cual iba a depender de obtener la menor cantidad de agua contenida en el crudo y de la cantidad de emulsión presente en el mismo después de ser tratado. El procedimiento a seguir para las pruebas experimentales de este trabajo consistió en las siguientes etapas: muestreo, preparación de los químicos a ser dosificados en la prueba, dosificación, calentamiento de las botellas a la temperatura del sistema, asentamiento de las botellas, corte en centrifuga. El muestreo consistió en abrir la válvula de toma muestra ubicado en el cañón principal y desplazar un volumen considerable de crudo, de manera que la muestra fuera lo más representativa posible. Luego de captar los recipientes de un galón por cada estación, prepararon una mezcla volumétrica proporcional aportada por cada estación. Posteriormente, realizan la prueba de dosificación al crudo con el demulsificante encontrado en el sistema para determinar el rango a trabajar en los demás productos químicos. Ya con el rango establecido y con los químicos recomendados por la compañía ejecutan la Prueba de Botellas, calentando el crudo de la mezcla compuesta a 180 °F, dosificando las botellas, y agitándolo en la maquina centrifuga a 75 emboladas/minuto durante 8 horas. Esto trato de duplicar el comportamiento del crudo por el bombeo a través de los oleoductos. Después, dejaron reposar 10 horas a temperatura ambiente, tiempo de residencia preestablecido por TECPETROL para el asentamiento en los tanques.

En ese tiempo de espera, de cada 2 horas y 30 minutos midieron la cantidad de agua para evaluar el desempeño funcional del producto en el tratamiento.

Con esta evaluación inicial, aseguraron cual químico tenía la mayor y más rápida caída de agua; aunque esto no fue lo primordial para el proceso de descarte de productos debido al bajo volumen manejado y al tiempo de residencia; sin embargo, la cantidad si lo era, ya que si existían botellas con poca cantidad de agua decantada, por lo que no se esperaba funcionara la prueba al centrifugarla por alto valores de porcentaje de agua, en vista, de que el producto químico tardaría en provocar la ruptura de la emulsión. Al final de las pruebas experimentales, los valores, tanto del porcentaje de agua total como los del porcentaje de emulsión del producto seleccionado en comparación con los valores del producto del sistema de tratamiento resultaron más bajos. En la prueba de separación de agua total, el producto en las estaciones de flujo (del sistema) arrojó un valor de 0,6% y el seleccionado un valor de 0,4%; con respecto al porcentaje de emulsión, el seleccionado tuvo mejores resultados, es decir, no arrojó emulsión; mientras que en el producto del sistema observaron bajo niveles de emulsión. El producto seleccionado al final de las pruebas fue el OC-7009, el cual resulto ser competitivo técnica y económicamente en comparación al producto del sistema. Se concluyó del producto OC-7009, que además de trabajar bien en el laboratorio debiera desempeñarse en el campo de una manera excelente, por lo cual fue recomendado realizar una prueba de campo con este químico, garantizando así un buen procedimiento, la dosis correcta y el buen funcionamiento del producto.

Martínez (2010). “Evaluación de Formulaciones de demulsificantes para emulsiones de agua en crudo extrapesado venezolano”.

Tomando en cuenta que las principales reservas de petróleo en Venezuela son de crudo pesado y extrapesado, y aunado a la demanda de energía del mundo, se planteó investigar sobre los diferentes métodos de producción del tipo de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Como es conocido, la viscosidad de este crudo es muy alta y se recurre a mecanismos como la inyección de vapor para mejorar su movilidad a superficie. Sin embargo, este método de producción origina la formación de emulsiones estables agua en aceite (emulsiones W/O), las cuales incrementan la viscosidad original del crudo y dificultan el transporte del mismo en superficie. En aras de solventar el problema, en la ejecución de este trabajo, diferentes formulaciones de surfactantes acuosos fueron usadas para mezclarlas con las emulsiones W/O y producir emulsiones inversas inestables de crudo extrapesado en agua (emulsiones O/W), lo que permitió disminuir la viscosidad del crudo y consecuentemente mejorar el transporte del mismo hasta las plantas de tratamientos, donde la emulsión es rota y deshidratada. Procedieron a las formulaciones de surfactantes para formar las emulsiones O/W en soluciones alcalinas, las cuales activan los surfactantes naturales (SN) presentes en el crudo. Adicionalmente evaluaron mezclas de ácidos grasos, mayoritariamente ácido oleico y linoleico, con sales de sodio y monoetanolamina; las sales de sodio se añadieron con la finalidad de obtener tensiones interfaciales ultra bajas y mejorar la absorción de sales en la interfase agua-crudo. Los resultados mostraron la formación de emulsiones múltiples tipo W/O/W, cuando la emulsión O/W es mezclada con las formulaciones de surfactantes. Por otra parte, la viscosidad de las emulsiones múltiples resultaba similar a la del agua, lo que hacía transportarla fácilmente. Para lograr el objetivo de romper y deshidratar las emulsiones múltiples fue utilizado el método de calentamiento en sinergia con salmuera durante varias horas. Los mejores resultados fueron obtenidos cuando las emulsiones múltiples estuvieron en contacto con el químico natural de alquila-poli glucósido extraído de la planta Aloe Vera. Este alquil-poli glucósido trabajó como un excelente demulsificante en sinergia con calentamiento por varias horas ya que el porcentaje de deshidratación fue hasta de un 98%. A través de los desarrollos experimentales en este trabajo queda demostrada la importancia de las formulaciones de los demulsificantes que son la base de estos químicos, lo que resulta determinante en su funcionalidad y desempeño, favoreciendo así el proceso de ruptura de emulsiones, lo cual estará de acuerdo al tipo de crudo que este siendo tratado.

Méndez (2015). “Efecto de la formulación de microemulsiones W/O sobre la ruptura de emulsiones W/Crudo extrapesado”.

El objetivo de este proyecto especial de grado fue el de evaluar variables en formulaciones de microemulsiones de agua en diesel nacional (W/O) con demulsificantes dispersos, eficientes en el rompimiento de emulsiones sintéticas de agua en crudo extrapesado venezolano (W/O). La metodología utilizada consistió en dos partes: la primera de ellas estaba vinculada a la formulación y estabilidad de microemulsiones W/O, donde se varió el contenido de sal entre 0.5-2 % p/v y de agua entre 10 y 40% v/v. Los resultados indicaron que se lograron formular microemulsiones estables W/O, que no presentaron separación de fases y rangos de turbidez menores a 200 NTU pertenecientes a este sistema, al exponerse a temperaturas de 20, 40, 60 °C, demostrando que la estabilidad se vio afectada con la temperatura de almacenamiento. Seguidamente se le adiciono a las microemulsiones W/O un demulsificante en una relación 80:20 microemulsion/demulsificante, generando un sistema conocido como Demicro; creándose sistemas Demicro que fueran estables ante el efecto de la temperatura. En la segunda parte de la metodología, prepararon dos tipos de emulsiones de agua en crudo extrapesado venezolano (W/O), una con agua destilada y otra con agua salada sintética. Para evaluar la eficiencia de los sistemas formulados se realizaron pruebas de deshidratación de crudos (Pruebas de Botellas). Durante 24 horas las emulsiones W/O se mantuvieron a temperaturas de 80°C, obteniéndose un porcentaje de 3,5% de máxima separación, lo que fue indicativo de su estabilidad. Los demulsificantes en las Pruebas de Botellas se dosificaron en concentraciones de 100 y 500ppm y para las microemulsiones y su respectivo Demicro se dosifico a 500ppm. Resultando que las emulsiones W/O con agua destilada presentaron menos resistencia al rompimiento de la fase. Por medio de las pruebas empíricas de campo, se demostró que existía un sinergismo entre la microemulsion y el demulsificante seleccionado, para las formulaciones Demicros resultantes con una cantidad de agua menor o igual 10 % v/v y una concentración de sal entre 1-1,5 % p/v.

Garcés (2017). En su trabajo titulado “**Aplicación de demulsificante EC2472A al crudo de alimentación a los Desaladores de la Refinería El Palito**”; realizó una reproducción de Prueba de Botellas por medio de los procedimientos implementados por la empresa NALCO Champiom para verificar la aplicabilidad y el funcionamiento de una dosis del demulsificante EC2472A base solvente en el proceso de desalado de Refinería El Palito. Con la finalidad de obtener la repetitividad de los resultados se ejecutó dos pruebas de ensayo, una el día 15 y el otro el día 16 de agosto del año 2017, tomando para cada ensayo muestras por separado; dicha prueba contó con la supervisión de los ingenieros del área de Operaciones e Ingeniería de Procesos de la Unidad de Crudo. Para contar con una muestra representativa del crudo a la entrada de los desaladores, recolectaron muestras de un litro de crudo en el toma-muestra cercano a los intercambiadores E-105A/B de la Unidad de Crudo. Antes de adicionar el demulsificante determinaron el porcentaje de agua y sedimentos (%A&S) en el crudo sin tratar, centrifugando 50ml de la muestra de crudo diluida con 50ml de xileno. Para ambas fechas obtuvieron la misma cantidad de %A&S en el crudo sin tratar de 0,2% con un porcentaje de 0.1% de emulsión. Para proceder adicionar el químico a la concentración requerida de 5ppm del EC2472A diluyeron el producto al 1% de xileno. Debido a que desde el año 2015 no contaba con la inyección de agua de lavado hacia los desaladores, utilizaron agua de servicio para la realización de la Prueba de Botella. En la simulación de campo realizada el día 15 ejecutaron el siguiente procedimiento: agregaron a un tubo centrifuga 7ml de agua de servicio, completando con crudo sin tratar hasta 100ml adicionando 5ppm de demulsificante EC2472A. Así mismo, prepararon un patrón de referencia (Blanco) con solo agua y crudo, sin inyectar el demulsificante al tubo centrifuga. Como en la prueba de laboratorio no se disponía de un mezclador (Blender), la agitación se hizo manualmente durante 1 min según la metodología establecida en el análisis de %A&S.

Posteriormente de haber mezclado y calentado en Baño de María las muestra durante 30 minutos, reportaron 5ml de cantidad de agua separada en los tubos centrifuga; mientras que en la agitación mecánica (centrifuga) durante 4 minutos a una velocidad de 1600rpm se obtuvo para el Blanco de referencia 7ml de agua decantada, la misma que inicialmente fue agregada al tubo. Para el crudo tratado al que se le adicionaron los 5 ppm de demulsificante EC2472A el registró fue 7,5ml de agua separada. Para el día 16 de agosto, repiten un segundo procedimiento de Prueba de Botella, pero esta vez, incorporando un tercer tubo centrifuga, inyectando 5ppm de demulsificante LA3548V base agua preparado con una dilución al 1% al igual que con el químico EC2472A base solvente. De la misma manera que en el experimento anterior, después de transcurrir los 30 minutos de calentamiento en Baño de María reportaron una separación de agua 5ml en el tubo, donde se adicionó EC2472A. Con el demulsificante LA3548V lograron 5,4ml de separación, mientras que al centrifugar los tubos durante los 4 minutos a los 1600rpm, registraron una separación total de agua de 7,5ml con el EC2472A y de 8ml para el LA3548V. El Blanco reporto nuevamente la misma separación de 7ml de agua inicial. Por medio de la corrida de cada prueba, observaron una diferencia de separación de agua para cada demulsificante de 1ml de agua con LA3548V, en comparación con EC2472A cuya extracción fue de 0,5ml de agua. La Eficiencia de cada demulsificante al separar el agua se debió a la base que acompañaba a cada químico, es decir, el demulsificante LA3548V fue formulado en base acuosa, específicamente diseñado para resolver emulsiones tipo W/O en desaladores sobre un amplio rango de pH como tambien minimizar el arrastre de aceite en el efluente acuoso, por lo que la cantidad de agua que viene acompañando a la base del producto presentaba afinidad con el agua contenida en el tubo centrifuga, lo que se sumaba a la cantidad de agua total observada; por lo tanto, este producto por sus características era inyectado en la línea de suministro de agua de lavado previo a la válvula de mezcla de desaladores, por su parte, el EC2472A, estaba fabricado en base solvente, el cual por su condición era adicionado en la línea de crudo de alimentación antes de la válvula de mezcla.

Cabe destacar, que la comparación de rendimiento de cada químico en este trabajo se llevó a cabo en vista de las dificultades de importación desde el año 2014 del producto LA3548V en base acuosa que anteriormente fue utilizado en la industria, por lo que la empresa NALCO Champion propuso el reemplazo de este rompedor de emulsión por uno de nueva tecnología con características similares, menos contaminante al medio ambiente, como fue el caso del EC2472A, que a su vez cumpliera con los requerimientos y objetivos en el crudo de alimentación a la entrada de los desaladores. La empresa NALCO partió de las siguientes premisas para el cambio del producto, como fue: establecer una base estándar con los resultados obtenidos con el LA3548V bajo las condiciones operativas del sistema de desalado, definir un protocolo de cambio del producto químico considerando las variaciones de fases operativas mediante la inyección del químico en el crudo al agua de lavado, estableciendo las prioridades de Refinería en cuanto al proceso de desalado, y finalmente evaluando los resultados para realizar el cambio de rompedor de emulsión.

Después de aplicar el Demulsificante EC2472A comprobaron su funcionamiento satisfactorio en el Crudo de Alimentación por medio de los resultados arrojados en la Prueba de Botellas, reuniendo así todas las características exigidas y convirtiéndose en un producto alternativo para sustituir a una dosis de 5ppm al LA3548V como demulsificante, conservando todos los parámetros de control propuestos por contrato en el tratamiento químico en los desaladores de la Refinería el Palito.

2.2 Emulsiones. Tipos

Una Emulsión es la combinación de moléculas de dos fluidos inmiscibles los cuales forman una mezcla homogénea. Un líquido (fase dispersa) es dispersado en otro (fase continua o fase dispersante). En las Emulsiones de Petróleo, uno de los líquidos es acuoso y el otro es el hidrocarburo, como el petróleo crudo.

En los campos petroleros las emulsiones se clasifican de la siguiente manera:

2.2.1. Según su Naturaleza

a. Directa (Agua/Petróleo).

Suele ser la emulsión con mayor porcentaje en la industria petrolera, es donde el agua producida se emulsiona en el crudo, y es distribuida como gotas en la fase continua, tiene una concentración aproximada de 90% v/v. Por esta razón se le conoce como “emulsión natural”.

b. Inversa (Petróleo/Agua).

Este tipo de emulsión es conocida como inversa o reversa, por estar constituida de forma opuesta a la emulsión natural; aquí el petróleo constituye la fase dispersa en gotas en la salmuera producida. Debido a su naturaleza trae como consecuencia grandes problemas por los desechos y residuos de aguas negras en los campos de producción.

c. Emulsiones Multifásicas o Mixtas

Aparte de las categorías de emulsiones antes mencionadas, se dan otro tipo de emulsiones más complejas como petróleo/agua/petróleo. Son emulsiones múltiples que contienen gotas de petróleo dispersas en gotas acuosas, que a su vez están dispersas en la fase continua de petróleo. Ocurren en tanques de almacenamiento donde varias emulsiones se han mezclado y se dejan reposar por un tiempo; también cuando se aplica métodos de recuperación mejorada en el instante que se inyecta vapor al pozo para recuperar el crudo. Ver Figura 1. Asociada a las diferentes formas que se puede presentar una emulsión.

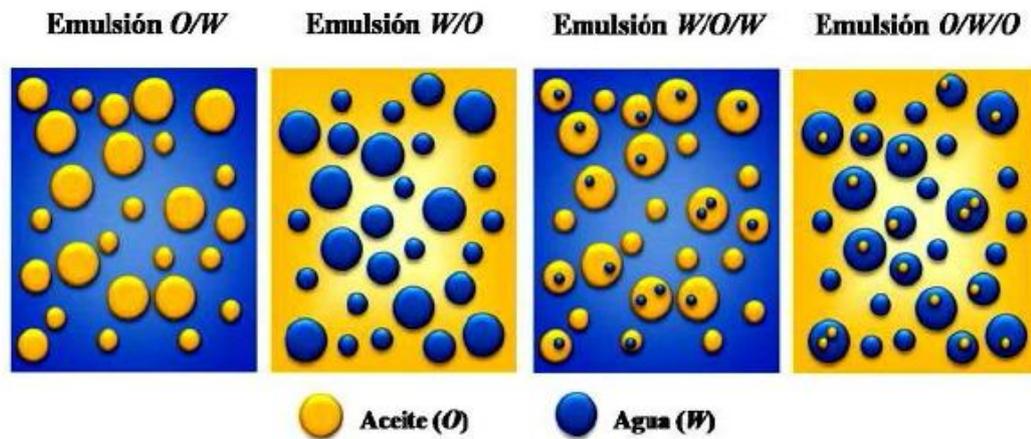


Figura 2.1. Naturaleza de las emulsiones. (Méndez, 2015).

2.2.2. Según su estabilidad

a. Estable.

Este tipo de emulsión requiere la aplicación de tratamientos químicos, mecánicos y/o térmicos, para conseguir que las fases se separen

b. Inestable.

Este tipo de emulsión se forma cuando las fases se separan por gravedad si se deja en reposo durante un tiempo.

2.2.3. Según la facilidad de rompimiento

a. Floja o Suave

Para este tipo de emulsión se aplica un tratamiento sencillo, ya sea mecánico (separación simple en tanques por diferencia de densidades) o químico (agregando demulsificantes). Se describe una emulsión suave cuando al agregar un demulsificante de acción rápida y al someterse a centrifugación, esta se rompe.

b. Dura.

Se requieren varios procesos para romper este tipo de emulsión, por ejemplo se deben utilizar separadores mecánicos y tratadores electrostáticos, además de un tratamiento químico. Por experiencia que han realizado en campo, se conoce que una emulsión es dura cuando al agregar un demulsificante de acción rápida y someterse a centrifugación, esta logra separarse.

2.3 Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones

Las Emulsiones de campo están caracterizadas por varias propiedades, que suelen ser necesarias considerarlas para aplicar los mecanismos de ruptura y proceder con la deshidratación y desalación del crudo. Existen emulsiones fáciles de romper como otras que suelen ser muy rebeldes y estables. La estabilidad de las emulsiones depende de los siguientes factores básicos:

2.3.1. Agentes Emulsionantes

El Petróleo contiene emulsificantes naturales que son un factor determinante para la estabilidad de la mezcla agua- crudo. La estabilidad de la emulsión va a depender del tipo y de la cantidad presente de agentes emulsificantes; estos junto a la condición bajo la cual se originó la emulsión.

Loa agentes emulsificantes tienen la propiedad de mantener la interfase de dos líquidos inmiscible estabilizadas, ya que este compuesto orgánico o inorgánico envuelve las gotas de la fase dispersa en el petróleo crudo formando una membrana o película fuerte que no permite la unión de las gotas. En el momento, que las gotas de agua chocan entre sí, esta membrana actúa como una pelota elástica o se rompe para formar partículas más pequeñas, debido a la propiedad protectora del agente emulsificante. Debido a esto es necesario aplicar un sistema de tratamiento químico, pues neutraliza la acción del emulsificante y de esta manera las gotas de agua pueden aglomerarse formando partículas más grandes que fácilmente pueden coalescer y separarse del petróleo por la acción de la gravedad. Muchas son las sustancias presentes en el crudo que alteran las características de la interfase agua-petróleo como lo son: los asfáltenos, resinas, ceras, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, productos corrosivos, arcillas y otros materiales presentes que intervienen en la extracción y procesamiento del petróleo. Tres son las acciones principales de alteración:

1. Reducción de la Tensión Interfacial.
2. Formación de barreras físicas
3. Suspensión de las gotas de agua.

Otros compuestos que son agentes emulsionantes son los “Surfactantes”, están designados de esta forma por su actividad interfacial. Estas sustancias poseen doble polaridad una parte liofílica (polar), afín al petróleo, y otra parte, hidrofílica (no polar), afín al agua. Experimentalmente, existe un balance hidrófilo- lipófilo o HLB, desarrollado para categorizar los agentes emulsificantes, este parámetro puede determinarse con la mezcla de un emulsificante y un crudo de HLB conocidos con el emulsificante de HLB desconocido para su emulsificación. La escala tiene dimensiones entre 0 y 20 HLB. Mientras el HLB sea por debajo de 9, se refiere a un surfactante lipofílico, soluble en petróleo, mientras que un HLB mayor a 11 refleja un surfactante hidrofílico, soluble en agua. Los emulsificantes w/o muestran valores entre 8-10 HLB, indicativo a que sustancias serán más solubles. Como regla general, mientras más soluble sea el emulsificante en la fase continua, menor será la estabilidad de la emulsión.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre con partículas sólidas muy finas las cuales actúan como agentes emulsionantes; los sólidos son mas pequeños que las gotas de agua, se colectan en la superficie de la gota (adhieren como un surfactante) y forma una barrera física. En la actualidad, muchas de los procedimientos y técnicas utilizados para la extracción de petróleo crudo como químicos usados en las fracturas de formación, estimulaciones en los pozos, inhibición de corrosión, causan problemas de emulsificación severos.

En la siguiente figura se muestra diversos agentes emulsificantes, cuya acción interviene en la formación de la emulsión y su comportamiento en la interfase:

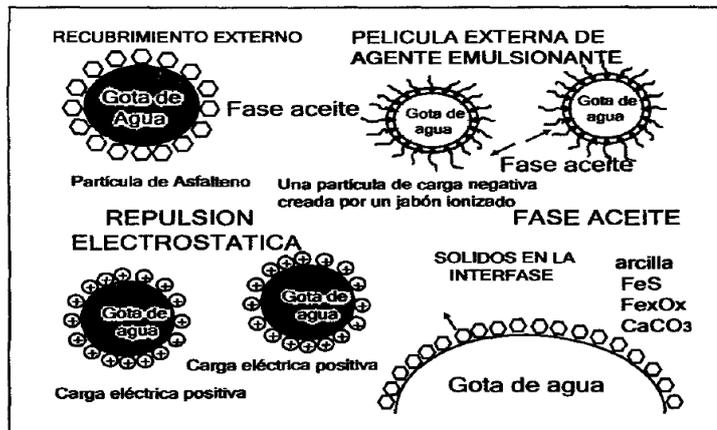


Figura 2.2. Película de una Agente Emulsionante. (Abag, 2015).

2.3.2. Película Interfacial

La existencia de mezcla de surfactantes provoca una película fuerte entre las interfases, lo que evita la coalescencia de las gotas y favorece la estabilidad de la emulsión. Si esta película interfacial aumenta, se disminuye la estabilidad, en caso contrario aumentara. Al utilizar un demulsificante, su papel principal es bajar la tensión superficial o de interfase que existe entre agua y petróleo.

2.3.3. Viscosidad de la Fase Externa (Crudo).

La viscosidad es una medida de resistencia de un fluido a fluir. En la medida que se incrementa la viscosidad de un crudo disminuye la velocidad de asentamiento de las gotas de aguas, pues se requiere un mayor tiempo para lograr que se asienten. Entonces, a mayor viscosidad del crudo, el comportamiento de las emulsiones es más estable.

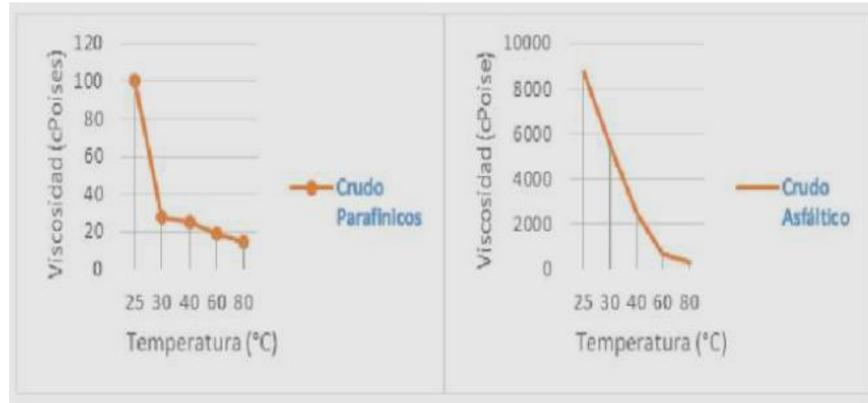


Figura 2.3. Grafica Viscosidad del tipo de Crudo utilizado & Temperatura (Ramos, 2018).

2.3.4. Temperatura

Usualmente, la temperatura tiene efectos muy fuertes que reducen la estabilidad de las emulsiones. Generalmente la mayor temperatura genera el rompimiento de las emulsiones por varios motivos:

- ✓ Aumento del movimiento y promoción de contacto entre las gotas de agua.
- ✓ Reducción de la viscosidad de la fase externa (Crudo), ayudando así a la fácil coalescencia de las gotas de agua.
- ✓ Debilitamiento de la película externa o membrana que rodea a la gota de agua formada por el agente emulsificante.
- ✓ Aumento de la diferencia de densidades de las dos fases.

2.3.5. Envejecimiento de las emulsiones

La estabilidad de las emulsiones es más difícil de tratar en la medida que transcurre el tiempo, esto resulta del hecho que el agente emulsificante cuenta con el tiempo suficiente para migrar a la interfase agua-petróleo, produciendo una película mas gruesa y resistente alrededor de las gotas. Diversidad de agentes emulsificantes se incrementan por efectos de fotólisis, evaporación de hidrocarburos livianos, por acción de bacterias, y la oxidación por exposición al aire, influye en el efecto de estos emulsificantes.

2.3.6. Agitación de las emulsiones.

En los procesos de producción de agua y aceite, donde existe una alta agitación, se puede producir la estabilización de emulsiones. Estos puntos de turbulencia se producen en:

- ✓ En el yacimiento, en la cara de la formación a través del paso del fluido por la roca porosa, debido a la variación de presión en esta zona
- ✓ Los sistemas de producción: surgencia natural, bombeo hidráulico, levantamiento con gas, bombeo electrosumergible, por lo general genera la mayor agitación y produce emulsiones muy estables.
- ✓ En tratamientos de recuperación mejorada, con la inyección de agua de vapor
- ✓ En todo el sistema integral de producción y en las instalaciones de superficie (bombas, codos, válvulas, restricciones, etc) como durante el transporte del crudo a superficie.

2.3.7. PH

La adición de ácidos y/o bases favorecen la separación de las emulsiones, ya que los agentes orgánicos como los asfáltenos y resinas forman películas que estabilizan las emulsiones de agua-aceite. Ajustando el ph entre 6 y 8, la rigidez de la película puede minimizarse y aumentar la tensión superficial debido a que el emulsificante se vuelve inactivo al añadir demulsificante, por neutralización, el cambio de ph o pérdida de solubilidad.

2.3.8. Tamaño de la Gota

El tamaño de las emulsiones depende de dos aspectos fundamentales:

- Intensidad de agitación o turbulencia dentro del sistema.
- Tipo y concentración de agente emulsificante.

En la medida que las gotas son mas pequeñas se hacen más estables las emulsiones, en caso contrario, si aumentan de tamaño, tienden a sedimentar más fácilmente. También la estabilidad es función directa de la carga eléctrica de las partículas de agua presentes en la emulsión.

En gotas con cargas iguales, se produce repulsión electrostática lo que permite su estabilidad. Básicamente, el principio de la separación electrostática se fundamenta en la presencia de un campo electrostático que disminuye la estabilidad de la emulsión.

2.3.9. Diferencia de Densidades.

Cuando la densidad del crudo se aproxima a la densidad del agua la emulsión se hace más estable, factor que afecta el tiempo de asentamiento. En presencia de un crudo muy viscoso con agua dulce (gravedad específica 1.0), la emulsión es más difícil de separar que en un crudo liviano y agua salada (gravedad específica 1.20), estas consideraciones rigen la velocidad de caída de la gota de agua. En la medida que la diferencia de densidades son mayores, las gotas promueven un rápido tiempo de asentamiento.

2.3.10. Tipo de Crudo.

Entre los tipos de crudos que existen se encuentran los de base nafténica y parafínica. Los de base parafínica emulsifican con mayor rapidez que los de base nafténica, por la presencia de asfalto que actúa como agente emulsificante. Los crudos nafténicos usualmente forman emulsiones más inestables por contener una proporción grande de fracciones volátiles.

2.3.11. Diferencia de gravedad específica.

Se presentan dos escenarios a considerar, en una emulsión, si estamos en presencia de un crudo pesado, este tiene tendencia a suspender durante más tiempo las gotas de agua que un aceite liviano. También el agua salada es más pesada para asentarse en el crudo que el agua sin sales. Al calentar las emulsiones, aumenta la diferencia de gravedad específica, disminuyendo la del crudo, y bajando la viscosidad favoreciendo la estabilidad de la emulsión.

2.3.12. Exposición al aire.

El oxígeno en el aire reacciona con los componentes del crudo para formar agentes emulsificante; esto sucede muy rápido, solo basta poco tiempo para estabilizar la emulsión. Por lo tanto, las emulsiones se vuelven más estables cuando están expuestas al aire.

2.3.13. Salinidad del Agua.

El contenido de sal en el agua influye en el aumento de densidad del agua y acelera la velocidad de asentamiento, en el caso de agua dulce, es más difícil de tratar la emulsión, pues es más estable. Altas concentraciones de sal provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones

2.3.14 Porcentaje del agua.

Mientras el contenido de agua aumente, más cantidad de gotas por unidad de volumen permanecen en la fase continua, mayores serán las colisiones, provocando la coalescencia, y separando con prontitud el agua y el petróleo. Esto se debe a la baja concentración del emulsificante en la interfase y el tamaño más grande de las gotas de agua en el crudo.

2.4 Origen y Problemas de las emulsiones en los Campos Petroleros

Las emulsiones se pueden encontrar en todas las etapas de producción del petróleo y en su proceso como: en yacimientos, en pozos, en instalaciones de tratamientos, en transportes por medio de ductos, almacenamiento del crudo y durante su procesamiento. Es importante eliminar las emulsiones durante la producción del hidrocarburo, ya que provoca problemas operativos, por el contenido de agua y sales presentes, situación que debe ser enfrentada de manera eficiente.

El tratamiento de las emulsiones resulta ser uno de los aspectos más relevantes en la industria petrolera, ya que en parte de las operaciones de los pozos, el crudo sale en forma emulsionada. Estas emulsiones suelen ser muy estables, y pueden permanecer mucho tiempo sin que se produzca la separación del agua y el crudo, debido a esas condiciones resulta difícil transportar el crudo a los centros de refinación por las razones siguientes:

1. En las líneas de transporte la presencia de agua origina riesgos de corrosión e incrustaciones.
2. El transporte de agua resulta antieconómico.
3. Las refinerías no aceptan más de 0.1-0.2 % de contenido de agua para calentar el crudo a temperaturas en las torres de destilación, debido al riesgo de explosiones internas que puede ocasionar en los hornos.

4. La presencia de agua salada en el crudo, trae como consecuencia problemas de corrosión en los sistemas de topes de las refinерías y en las líneas de transferencias en el campo. Por lo general, las refinерías aceptan un máximo contenido de sal de 10PTB (Lbs/1000 barriles de petróleo) para entrar en especificación.
5. Los pozos productores presentan problemas de emulsión debido al punto de contacto agua-petróleo existente en el yacimiento y a la mezcla producida entre estos en el reservorio.

2.5. Prevención de Emulsiones en Campos de Producción.

Como se ha descrito las emulsiones, suelen originarse en todo el sistema integral de producción y en las instalaciones de superficie, y en particular en aquellos puntos donde existe la mayor turbulencia; lo recomendable para este problema es considerar los siguientes aspectos esenciales para evitar la formación de las emulsiones:

1. En lo posible, tratar de no producir simultáneamente agua y crudo, evitando según sea las condiciones, la mezcla o fuentes de cizallamiento. Este hecho es un poco difícil de cumplir, puesto que durante la producción estos fluidos vienen acompañados, pero se puede remover el agua del aceite y mantenerlo lo más alejado posible de las instalaciones de producción.
2. Reduciendo al máximo el grado de turbulencia que provoque la emulsión. Una agitación considerable es causada en:
 - ✓ **Pozos fluyentes.** Conforme decrece la presión durante la producción del pozo, el gas que viene en solución con la mezcla difásica causa turbulencia a través de los accesorios y zonas con restricciones en las tuberías de producción, para esto se instala un estrangulador en el fondo del pozo, que no del todo evita la emulsión pero si reduce su estabilidad, primero porque existe una menor presión diferencial entre los fluidos, la temperatura en superficie es mucho menor que la temperatura en el fondo del pozo lo que favorece la inestabilidad de la emulsión, y por ultimo a una gran distancia corriente abajo.

Del estrangulador de fondo el flujo tiene un comportamiento laminar, es decir, hay menos turbulencia. El estrangulador de fondo compensa un ahorro para el consumo de producto demulsificante.

- ✓ **Pozos por gas lift:** esta inyección puede ser de forma continua o intermitente, según el tipo de inyección aplicada, las emulsiones presentaran sus beneficios y contrariedades, por ejemplo en las tuberías de producción la emulsificación no es predominante, pero en los caso donde se presenta fuertemente el golpeteo del fluido en las líneas de flujo y en el cabezal del pozo, es más factible la emulsificación. La forma de evitarlo dependerá de un método apropiado que determine las características del fluido circulado.
 - ✓ **Pozos por Bombeo Mecánico,** aquí la fuente para la formación de emulsiones es a través de las bomba, en sus accesorios: los sellos, válvulas, tapones, también durante la producción de gas lo que causa estreches en los pasajes de las bombas, como daños en la carcasa del equipo. Para evitar los efectos contrarios de las emulsiones, en este caso, se recomienda usar un émbolo más grande en la bomba, y evitar que el gas pase a través de ella.
 - ✓ **En el Yacimiento o Formación,** las emulsiones se producen en medio del flujo de fluidos al medio poroso del reservorio, esto se puede evitar produciendo contrapresión que reduce la turbulencia para la formación de emulsión, y el aumento en el diámetro del pozo que disminuye la velocidad y por ende la turbulencia.
3. Otro método de prevención radica en inyectar agentes demulsificantes sintéticos en el fondo del pozo que rápidamente se alojan en la interfase produciendo la dispersión.

2.6. Naturaleza de los Demulsificantes

Los demulsificantes son compuestos químicos u orgánicos que se diluyen en un solvente que posee características tenso-activas, por medio de los cuales se facilita la ruptura de las emulsiones, y para nuestro caso de estudio, la separación interfacial entre agua y crudo. Estos compuestos actúan sobre el agente emulsionante desestabilizándolo, y promoviendo la unión de las gotas de agua (fase dispersa) contenidas en el crudo. Básicamente, la estructura típica de una molécula de demulsificante está conformada por una familia de resinas oxialquiladas las cuales tiene la mayor aplicación en el mercado en cuanto a la deshidratación de los crudos, que se obtienen a partir de resinas alquiladas y su reacción con etileno u oxido de propileno.

En la figura 2.4. Se presenta la estructura común de un demulsificante con presencia de resinas oxialquiladas con óxido de etileno u oxido de propileno.

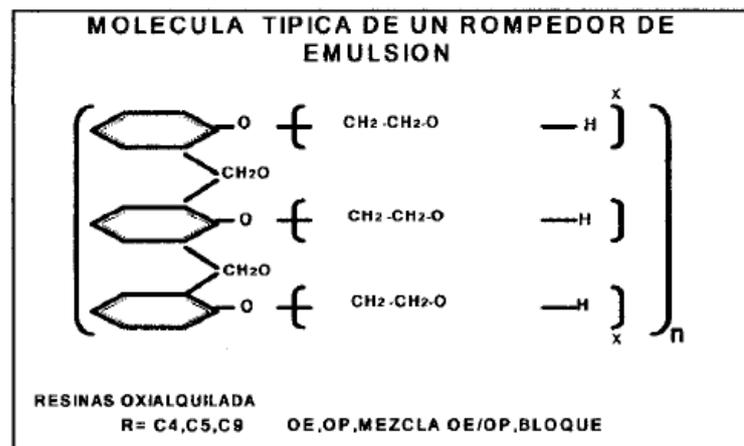


Figura 2.4. Molécula de un rompedor de emulsión (Abag, 2015)

Desde el punto de vista de un proceso, el productor de hidrocarburos está interesado en dos aspectos fundamentales para la demulsificación: primero, la velocidad a la cual se origina la separación, y segundo, la cantidad de agua removida del petróleo crudo.

El producto demulsificante forma parte de un tratamiento químico que se denomina en las operaciones de la industria petrolera como “química deshidratante”, método que es de vital importancia en todas las etapas de producción, bien sea, durante la explotación o en el transporte de los hidrocarburos, con la finalidad de lograr debilitar las emulsiones y la separación de interfases.

La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico (afín al agua) que se solubiliza en un solvente hidrocarbonato de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa (petróleo crudo) de la emulsión, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable. Los químicos demulsificantes deben ser inyectados lo más pronto posible, a nivel de superficie o en un pozo, lo cual permitirá más tiempo de contacto y prevención de la formación de emulsiones en las operaciones aguas arriba y aguas abajo. Para este trabajo se pretende realizar el análisis de la química deshidratante, con la finalidad de evaluar y recomendar un buen desempeño de los químicos que serán utilizados en los proceso de deshidratación y desalación del crudo de la Refinería el Palito (REL P).

Los demulsificantes comerciales pueden estar conformados por mezclas de varios componentes que contienen variedad de materiales poliméricos, estructuras químicas diferentes, con pesos moleculares distintos que favorecen el proceso de separación de la interfase. Entonces, para poder determinar que el producto tiene un buen desempeño se deben tomar en cuenta tres efectos claves:

- ✓ El producto debe inhibir la película rígida de la interfase.
- ✓ Debilitamiento de la película interfacial volviéndola comprensible.
- ✓ Que exista un cambio en la formulación del sistema SAD=0. Conviene estudiar esta variable de composición, como variable de formulación, donde se utilizan sistemas modelos compuestos entre surfactante-aceite-salmuera; este sistema presenta dos variables de composición, las cuales se expresa como la concentración del surfactante y la relación O/W.

- ✓ Si el surfactante no es suficiente en el sistema, resulta en algo crítico para la emulsión O/W, se origina un aumento significativo del contenido de agua en la emulsión aproximadamente en un 70-80%, produciendo una emulsión inversa W/O donde la formulación pasa a tener un SAD>0. Por medio de este mecanismo físico-químico se ha comprobado la acción y la formulación óptima del agente deshidratante o desemulsificante del sistema, siendo SAD, el sistema que define la “Diferencia de Afinidad del Surfactante”. Se considera, que el producto más eficaz para una formulación SAD=0 es aquel que se adsorbe más rápido en la interfase para bajar la tensión interfacial.

La acción óptima del agente demulsificante está definida dentro del estado de equilibrio que debe existir entre el surfactante, la fase acuosa (hidrofílica) o la fase continua (lipofílica), es decir, se origina un barrido eficiente, donde el sistema presenta una tensión interfacial baja.

2.7. Características de los químicos demulsificantes.

Los demulsificantes tienen cuatro funciones principales: Atracción fuerte de interfase, floculación, coalescencia y humedecimiento de los sólidos.

2.7.1. Atracción fuerte hacia la Interfase Petróleo/ Agua.

Como los agentes emulsificantes son un obstáculo para los químicos demulsificantes, por encontrarse en la interfase agua-petróleo; el demulsificante debe emigrar a este sitio y competir por su posición para realizar su función de separación en la emulsión lo más pronto posible.

2.7.2. Floculación.

La Floculación es una característica del demulsificante para producir aglomeraciones de las gotas de agua, proceso que por lo general no perturba la película del emulsificante.

Cuando el químico está localizado en la superficie de la gota le atribuye una gran atracción a otras gotas que están en la misma condición; ese mecanismo se ve favorecido cuando la película del emulsificante se encuentra débil, entonces el proceso de floculación puede ser lo suficientemente grande para causar la disolución de la emulsión. Un buen proceso de floculación del petróleo es cuando este presenta una apariencia brillante en su superficie.

2.7.3. Coalescencia.

Después de producida el proceso de floculación, las gotas de agua quedan muy cercanas una a la otra, y la ruptura de la película del emulsificante resulta en un crecimiento acelerado en el tamaño de las gotas de agua, esto conlleva a la separación inmediata y completa de la emulsión.

2.7.4. Humectabilidad.

Los sólidos que están contenidos en el crudo que se han incorporado durante la producción de los pozos, pueden ser mojados por agua, propiedad que permite el abandono de la película interfacial bajo la acción del demulsificante; este neutraliza los agentes emulsificantes que pueden disolverse o alterarse para hacer las películas menos viscosas. De esta forma se logra el abandono de los sólidos en película interfacial entre el aceite y la gota de agua y su difusión dentro de estas para romper la emulsión.

En el campo petrolero, un demulsificante eficiente, no puede proveer todas estas acciones, sino está mezclado con dos o más bases que provean un mecanismo adecuado para un tratamiento completo.

2.8. Clasificación de los Demulsificantes.

En la actualidad los demulsificantes modernos más ampliamente usados se clasifican de la siguiente manera:

✓ Resinas Ácidas Catalizadas.

Son buenos deshidratadores, lo suficientemente rápidos para hacer flocular y dejar asentar las gotas de agua, proporcionan un agua limpia en sistemas de tiempo reposo corto.

✓ **Resinas Básicas Catalizadas.**

Son pobres deshidratadores, al actuar individualmente. Están caracterizados por ser buenos desaladores, y arrojar un bajo contenido de %A&S cuando actúan con otros químicos. También promueven interfases de lodos que pueden ser corregidas con bloques de polímeros o resinas catalizadas.

✓ **Bloque de Polímeros.**

Estos demulsificantes son los menos usados, pero se mezclan con resinas cuando estas son el componente mayoritario. Con frecuencia, los bloques de polímeros aumentan la tasa de separación del agua y conducen a mejorar la calidad de la interfase.

✓ **Diepóxidos.**

Considerado como uno de los mejores demulsificantes para el rompimiento de la emulsión. Cuando trabajan por si solos los resultados no son óptimos, sin embargo en presencia de resinas son excelente separadores. Promueven un contenido de %A&S y sales con niveles muy bajos, debido a su carácter universal, se considera que la mayoría de los demulsificantes comerciales contiene una base importante de diepóxidos.

✓ **Poliaminas.**

De todas las bases de demulsificantes, esta es una de las categorías recientemente desarrolladas, tienden a presentar un comportamiento similar a los diepóxidos hasta cierto punto, pues producen bajos niveles de sedimentos y agua, y una buena desalinización. Al mezclarse con las resinas brindan una rápida ruptura del agua en ciertos crudos. Sin embargo una de sus desventajas es que requieren sistemas con mayor turbulencia en el punto de inyección y alto tiempo de contacto para reaccionar.

✓ **Agentes Humectantes.**

Frecuentemente son mezcladas con resinas catalizadas con ácidos, suelen ser importantes en los crudos parafínicos livianos y en aceites asfálticos.

Las experiencias de campo, han indicado que un solo compuesto químico no puede promover los efectos y acciones requeridas para la deshidratación y desalación de los crudos, por lo que los demulsificantes comerciales son una mezcla de varios demulsificantes que aproximadamente entre 30-60% mas la adición de solventes adecuados, tales como naftas aromáticas pesadas, benceno, tolueno, o alcohol isopropílico trabajan en conjunto para obtener una fase que fluya a una temperatura menor a la esperada.

Históricamente, los químicos demulsificantes han estado en existencia desde hace más de 20 años, lo que ha implicado alcanzar la dosis que se requiere sujeta a ciertas especificaciones, siendo reducidas sus dosis entre 100-500 ppm a unas muy bajas entre 2-50 ppm.

Otros demulsificantes utilizados en el mercado son:

- ✓ Los Éteres, actúan como buenos deshidratadores, originan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al excederse originan emulsiones inversas (O/W).
- ✓ Uretanos, tienen el mismo comportamiento que los éteres.
- ✓ Polialquilenos, deficientes en cuanto a la deshidratación, provocan asentamiento lento de las gotas de agua.
- ✓ Glicoles, para poder usarlos requieren mezclarse con otros demulsificantes.
- ✓ Sulfonatos, capaces de humedecer los sólidos presentes en el crudo favoreciendo la separación, aceleran la velocidad de asentamiento de las gotas, sobredosificándose causan la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- ✓ Poliestaraminas, son agentes violentos en la superficie activa de la emulsión, en bajas dosis producen la deshidratación, cuando se exceden provocan emulsiones inversas (o/w).
- ✓ Oxialquilados, excelentes agentes humectantes, con lenta acción para el asentamiento de las gotas de agua.
- ✓ Alcanolaminas, aceleran eficazmente el asentamiento de las gotas de agua.

Cada demulsificante comercial tiene de 2 hasta 6 componentes y agentes adicionales el cual tiene un propósito a cumplir en dependencia de las propiedades físicas de los fluidos presentes y del tipo de crudo a tratar, de aquí radica su formulación. Existen desemulsionantes diseñados para áreas ambientalmente sensibles como los demulsificantes “base agua”, capaces de procesarse en la superficie humectante del agua y reducir la tensión interfacial, convirtiéndolos en químicos eficaces para varios tipos de operaciones de estimulación de pozos o plantas de tratamiento de crudo. También se encuentran los demulsificantes “base solventes”, que poseen una buena movilidad en la fase oleosa y alta concentración en la interfase, están diseñados como control de sólidos para petróleo crudo, lo que facilita de manera altamente efectiva las operaciones petroleras.

A continuación, se muestra la característica típica que identifican a un demulsificante comercial como algunas clasificaciones de estos químicos según el grado de la dosis utilizada hasta el presente.

Tabla 2.1. Características generales de un demulsificante (Fuente: Luna, 2016)

Aspecto General	Líquido ámbar o marrón oscuro
Gravedad Específica	0.889-0.990
Densidad	0.79-0.99 gr/cc
Punto de Inflamación	40-161 °F
Solubilidad	100% solventes orgánicos, diesel, hidrocarburos

Tabla 2.2. Tipos de químicos demulsificantes y las dosis utilizadas hasta el presente (Fuente: Ramos, 2018)

PERIODO APROXIMADO	DOSIS APROXIMADA (ppm)	QUÍMICA
1920-1940	500-1000	Sales de ácidos nafténicos, Sulfonatos Aromáticos, Sulfonatos de petróleo, Sulfosuccionatos.
1940-1960	100-500	Alcoholes Etoxilados, Ácidos Grasos Y Fenoles
1960-1980	50-200	Bloque de Polímeros EO/PO, Resinas de Formaldehído, Fenoles Oxialquilados, Estermaléico.
1980-1990	10-100	Los Productos anteriores mas Diepóxidos, Resinas Cíclicas Formaldehído Fenol, Amino Oxialquiladas
1990-hasta la fecha	2-50	Los anteriores más Poliéster Aminas, Poliaminas de alto Peso Molecular, Diepóxidos y Resinas más complejas

2.9. Requisitos mínimos para un demulsificante.

Los demulsificantes deben cumplir con específicos mecanismos de acción siendo los más eficientes posibles y desempeñando una buena función en la interfase de los fluidos a la hora de destruir y neutralizar los agentes demulsificantes.

En su mayoría los desemulsionantes son una mezcla de diferentes compuestos y estructuras químicas que contribuyen a un tratamiento integral. Sus acciones están definidas de la siguiente manera:

- ✓ Deben provocar una inmediata disrupción del agente demulsificante en la interfase.
- ✓ Poseer un alto peso molecular para manifestar alta efectividad en centros activos.
- ✓ No ser muy solubles en ninguna de las fases, esto les ayuda a concentrarse en la interfase y desarrollar allí su función.
- ✓ Deben migrar rápidamente a la interfase, así será más efectivo su rendimiento.

- ✓ Un buen demulsificante debe tener una adecuada solubilidad para acelerar la migración a la interfase y desestabilizar la película formada por el agente emulsionante.(coagulación)
- ✓ Inmediatamente que el producto químico se posicione en la interfase, debe realizar su siguiente función, atraer las gotas de agua y juntar la mayor cantidad posible hasta producir su floculación.
- ✓ Debe ser capaz, no solo unir y flocular las gotas de agua sino provocar la coalescencia de estas al chocar unas con otras.
- ✓ Mientras el demulsificante sea lo más disperso en la fase continua tendrá una gran efectividad para deshidratar al máximo el hidrocarburo, porque permitirá la mayor floculación de las gotas pequeñas de agua en la red molecular del demulsificante.
- ✓ Por último, un aspecto importante es la presencia de sólidos en la interfase, en medio del cual el desemulsionante tiene la capacidad de humectabilidad de los sólidos para hacer efectiva su remoción en medio del sistema. Estos sólidos comúnmente son: sulfuro de fierro, sílice, arcillas, lodos de perforación, parafina, entre otros; los cuales generan la principal estabilidad en la emulsión, y pueden ser separados humedecidos con el agua o ser dispersados en el crudo. La ventaja de que las partículas sean humedecidas por el producto químico, se ve reflejada ya que los sólidos son removidos en conjunto con la fase dispersa, liberando la fase continua, alcanzando de esta manera un tratamiento satisfactorio.

Una evidencia de que el demulsificante ha sido efectivo cumpliendo su función neutralizante y provocando la disolución de la emulsión, es cuando el aceite toma inmediatamente una apariencia brillante, pues las gotas de agua ya no están dispersas en la fase de aceite y ésta es claramente nítida. Además, estos productos están acompañados por un paquete de solventes que les permite estar disueltos y moverse rápidamente hacia las interfases agua- petróleo originando la disrupción en la emulsión.

Lo más recomendable es que las partículas sólidas sean removidas con el agua para evitar la contaminación del aceite. En la siguiente figura se esquematiza la acción y efecto del demulsificante sobre el agente emulsionante.

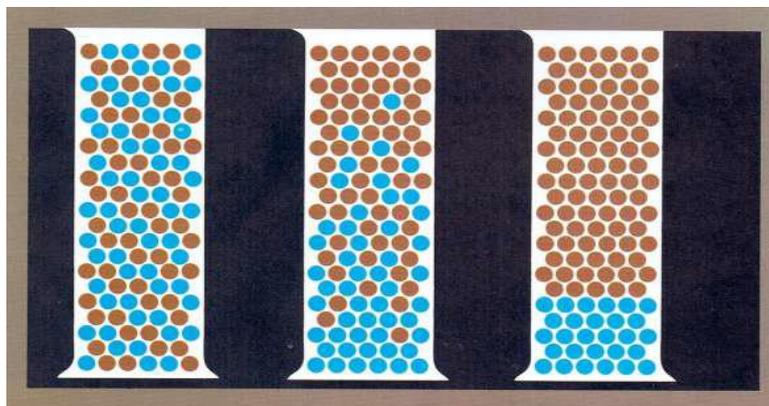


Figura 2.5. Etapas del proceso de separación de la emulsión con demulsificantes (Ramos, 2018).

2.10. Aplicación de los Demulsificantes.

El propósito de inyectar demulsificantes es obtener un crudo con las especificaciones de calidad requerida al menor costo posible. Los productores de la Industria Petrolera toman en cuenta dos parámetros fundamentales para llevar a cabo sus operaciones de explotación, producción y procesamiento del crudo. Uno de los parámetros está relacionado con el contenido de sal expresado en libras de sal/1000 barriles de petróleo o PTB y el otro de suma importancia en las especificaciones de calidad es el porcentaje de agua y sedimentos (%A&S) que permite establecer el valor económico del petróleo crudo en el mercado nacional e internacional, además la determinación de este factor es un método aprobado para evaluar la eficiencia de cualquier demulsificante.

Los factores claves para sacar el mayor provecho del químico demulsificante son la ubicación del punto de inyección y la eficiente utilización del equipo de la planta. En búsqueda de que la mezcla con el desemulsionante sea efectiva, la inyección debe ejecutarse en los puntos más alejados posibles del sistema de procesamiento, porque favorece el tiempo de contacto con la interfase agua-petróleo.

Buenos puntos de inyección son por ejemplo; en el cabezal del pozo, o zonas cercanas de alta turbulencia dentro del sistema de producción o puntos con restricciones como válvulas choke, los múltiples. Aquí se originan altas turbulencias, como también la mezcla y el tiempo suficiente para que el demulsificante ejerza su acción, antes de que se adicione a cualquier equipo, de forma tal que facilite las operaciones. En los pozos de producción donde existen altas temperaturas tiene un buen desempeño el producto químico porque beneficia el proceso de desemulsión.

Los demulsificantes suelen inyectarse en forma continua o en forma de batch, es decir, mezclando el químico con una fracción de producción que no cumpla con las especificaciones de calidad en cuanto al contenido de sales y % A&S. Por lo general, este tipo de tratamiento se utiliza para corregir los parámetros de especificación en recipientes de gran volumen como: tanques de lavado, tanques de almacenamiento, y tratadores químicos. Los productos tipo bath, vienen a complementar un trabajo adicional en el demulsificante. A continuación las siguientes aplicaciones en campo:

2.10.1. Aplicaciones en fondo del Pozo

El procedimiento a seguir para inyectar el demulsificante hacia el fondo del pozo se realiza a través de un sistema de circulación o por medio de una tubería capilar por el espacio anular. Este método resulta efectivo por las siguientes razones:

- ✓ Se logra una mezcla intensa, cuando se dispone de líneas en superficie lo suficientemente extensas para proveer la agitación.
- ✓ Bajo los efectos de la temperatura y en conjunto con el desemulsionante reducirá la severidad de la emulsión.
- ✓ El agente demulsificante se adelanta al hacer contacto para evitar la emulsión.
- ✓ Al reducir la emulsión disminuye la carga de producción de ese sistema, decrece la presión de cabezal y por ende incrementa la producción en los pozos requerida.

2.10.2. Aplicaciones a Cabezal del Pozo.

En este caso es necesario instalar inyectores en cada pozo, ya que este procedimiento tiene desventajas en cuanto a los altos costos. Los inyectores se instalan en pozos estratégicos, aquellos cuyas emulsiones son más difíciles de tratar, o que tienen una alta producción o también aquellos donde la línea de superficie se une a otros pozos antes de un múltiple.

Debe existir criterio en la selección de estos pozos, sin embargo, el establecer este tipo de inyección de demulsificante en el cabezal del pozo asegura un tiempo de contacto adecuado, contando con la mayor agitación y altas temperaturas para una buena interacción entre el demulsificante y la emulsión a tratar. Por otra parte, se cuenta con la ventaja de reducir la viscosidad del flujo producido, aminorando la presión en líneas de transferencia.

2.10.3. Otras Aplicaciones

Otras zonas recomendables como puntos de inyección de químicos demulsificantes son los múltiples en los sistemas de producción. En ocasiones se utiliza el tratamiento de bath para corregir el petróleo fuera de especificación, aplicando el producto por la parte superior de los tanques de almacenamiento y recirculándolo. También nos encontramos, frente a Inyecciones forzadas (Slug), donde el químico puede bien actuar solo o mezclarse con gasoil, se introduce por el cabezal del pozo hacia la formación aprovechando las altas temperaturas del yacimiento para estimular la producción y separar las zonas emulsionadas que bloquean la fluidez del crudo. Y por último tenemos la eliminación de emulsiones espumadas que se forman por altas agitaciones y por medio de la adición de químicos antiespumantes se interfiere en el proceso de sedimentación del agua.

2.10.4. En Sistemas de Producción.

Los sistemas de tratamiento pueden aplicarse en diversidad de equipos de procesos que operen en conjunto con bombas, tuberías, válvulas, utilizados para la deshidratación y desalación del aceite crudo, esta clasificación brinda la facilidad de un mejor entendimiento de acuerdo al método empleado en el proceso. Estos son:

✓ **Tratamiento de Química deshidratante.**

Se genera una serie de distintos demulsificantes que se designan según análisis de laboratorio, siendo resultados de métodos conocido como Prueba de Botellas, medición de estabilidad, capacidad de absorción de los desemulsionantes y de la acción combinada entre los surfactantes y aditivos químicos.

✓ **Tratamiento por gravedad**

En la industria petrolera se utiliza una combinación de equipos que ofrecen las facilidades en superficie para el tratamiento y separación de emulsiones y fases de fluidos, como por ejemplo:

a) Separadores de Agua libre.

Son equipos usados en sistemas de conexión con alta relación agua-petróleo, su función es remover el agua libre que se produce en conjunto con el aceite, y se decantan mientras los fluidos del pozo permanecen estacionarios en un espacio de reposo dentro de un equipo.

b) Tanques de asentamiento.

Como los tiempos de retención o de reposo de la carga de producción en estos tanques que son lo suficientemente largos; el demulsificante tiene la oportunidad de actuar sobre la interfase con mayor tiempo y hacer su efecto de disolución. Si este tiempo es reducido en tanque, la producción incrementa causando el riesgo de aumento en la velocidad de formación de emulsión, descenso en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; en consecuencia, la eficiencia del demulsificante dependerá del control de estas variables.

c) Separadores Horizontal y Vertical.

En estos se produce un potencial grande de agitación para la formación de emulsiones. En presencia de gas, puede provocarse una agitación no deseada en el sistema aguas abajo, para contrarrestar este hecho es factible el uso de antiespumantes.

✓ **Tratamiento Térmico.**

Es un proceso auxiliar que por aplicación de calor favorece la separación de la emulsión, inclusive una vez que esta alcance el punto de ebullición del agua, las gotas se evaporan y la membrana protectora se rompe. Operan en procesos de baja presión en donde los fluidos no son muy corrosivos.

✓ **Tratamiento Electroestático**

Aplicado en coalescedores electrostáticas, estos son muy afectados debido a las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua y agentes emulsionantes. El tiempo de residencia es corto, también el agua separada se obtiene con una mejor calidad.

Las operaciones de estos procesos están determinados por parámetros específicos que realizadas en Prueba de Botellas simulan las operaciones de una planta de procesamiento y de campo. Los sistemas de aplicación, su procedimiento y aplicabilidad son únicos. A continuación se explicara los procedimientos aplicados en campo para la realización de este tipo de pruebas.

2.11 Técnicas utilizadas para evaluar los demulsificantes.

Experiencias de campo han podido comprobar el mejor método para seleccionar un demulsificante, con la adición de diferentes tipos de productos a varias muestras de emulsión y observar los resultados. Tomando en consideración: la agitación disponible, y un producto que actúe rápido, en caso, que se esté utilizando un precipitador de agua visualizar la caída de agua, y si no se dispone de calor, el producto debe trabajar a temperatura ambiente.

Primeramente, antes de ejecutarse el experimento, debe presentarse las técnicas detalladas para la evaluación correcta del demulsificante tanto en el campo como en el laboratorio, utilizando las muestras de petróleo debidamente recolectadas en campo. Posteriormente, se debe cubrir el arte de la prueba con demulsificantes para valorar su efectividad.

2.11.1. Prueba de Botellas, un procedimiento de campo.

El siguiente método es un procedimiento para evaluar la funcionalidad de un demulsificante en un campo petrolero y en una de planta de procesamiento.

Las Pruebas de Jarras no son pruebas estándares ni 100% exactas, mas es un método practico que permite realizar una buena selección del producto químico demulsificante lo que hace necesario contar detalladamente y adquirir el conocimiento para su aplicación; así mismo las facilidades de tratamiento, su función en el proceso y los requerimientos del demulsificante, brindando de esta forma una prueba confiable y buenos resultados en la simulación de operaciones en las diferentes áreas de producción.

La mejor manera de selección del demulsificante es involucrando una gama de diferentes tipos de estos productos con la finalidad de valorar su desempeño en el petróleo crudo y su capacidad de irrupción en la emulsión.

Según el planteamiento de la Industria RELP, se diseñara una prueba en específico para el caso de estudio, con el propósito de aplicar la técnica de evaluación en el crudo de alimentación que ingresa a refinería, implementado el uso de demulsificantes, simulando el procesamiento de la dieta en las unidades desaladores de la planta de crudo; evaluando los resultados obtenidos, categorizando así el funcionamiento de el o los demulsificantes que contribuyan a mejores rendimientos de los procesos en planta. El mejor demulsificante será notable a través de los costos, la eficiencia de remoción y limpieza contribuyendo a mejores rendimientos en las actividades operacionales.

2.11.2. Parámetros de la Prueba.

En la selección óptima de un producto se requiere una planificación específica, que esté de acuerdo con la realidad, esta debe tener credibilidad y ser reproducible. De manera que cada pauta a seguir sea desarrollada en una correlación adecuada con el comportamiento real del sistema. Cuando se ha seguido un procedimiento completo y se ha tomado en cuenta las premisas del sistema, es posible la evaluación de las muestras químicas. En base a lo expuesto, se describe el formato general para la realización de las Pruebas de Botellas:

1) Definir los objetivos:

Inicialmente, uno de los objetivos es seleccionar un agente demulsificante competitivo para el sistema de tratamiento, y luego a través de la experiencia comprobar si el producto es efectivo o el sistema donde se evalúa está fallando. Si fuera el caso, de que el demulsificante opera incorrectamente, un cambio de este químico no será la solución sino conocer el sistema o las unidades de operación, para ello es importante la comunicación y la información con las personas especializadas en la producción de los pozos como de las plantas de procesamiento (refinerías) que manejan el sistema de producción.

2) Evaluación del Sistema

Habiendo establecido los objetivos, en conjunto con estos se debe tener con precisión lo que ocurre en el sistema; esto es esencial por lo siguiente:

- ✓ Para conocer la cantidad y lugar de todos los puntos de inyección del producto químico.
- ✓ Evaluar el fluido (Crudo) del sistema para seleccionar el punto óptimo en que se encontrara la muestra.
- ✓ Evaluar los sitios de tratamiento (tanques) para chequear su desarrollo.
- ✓ Tomar en cuenta los resultados de la producción centrífuga a aplicar para la agitación que arroja el contenido de agua y petróleo.
- ✓ Tener presente el tiempo de residencia requerido para el Crudo tratado.

En base a estos lineamientos la cantidad, la calidad de la producción y la dosis del químico demulsificante darán resultados que son determinados y confiables.

2.11.3. Planificación de la Prueba de Botella.

A partir de las condiciones explicadas anteriormente, la prueba será semejante al comportamiento del sistema, tomaremos en cuenta los siguientes aspectos:

a) Prueba de Dosificación

El propósito de la dosificación es determinar la mejor inyección del químico a ser aplicado en el tratamiento de la emulsión, para conocer la forma como el compuesto trabaja efectivamente sobre la emulsión y la dosis aplicar. En la práctica también se fija un Blanco (patrón de referencia) sin demulsificante para el chequeo de la relación.

El próximo paso será realizar la dosificación con el demulsificante utilizado en planta o uno(os) cuyas propiedades sean conocidas, la finalidad es poder determinar cuál compuesto trabaja con efectividad sobre el sistema y bajo que rangos de dosis se debe trabajar favoreciendo el rompimiento de una emulsión en particular. Luego que se ha identificado la dosis del tratamiento deben aplicarse pruebas sucesivas de menor dosificación que el tratamiento inicial, esto favorece un ahorro en el uso del producto químico y como consecuencia se requiere una menor cantidad de químicos.

Un ejemplo, si la dosis de campo es de 10 partes por millón (ppm), se dosifica o se aumenta progresivamente la dosis a 5, 10, 15, 20, 30, 40,50 hasta 100 ppm en la prueba. Inyectar el demulsificante en las botellas o jarras lo mas profundo en la emulsión presionando el émbolo para que penetre todo el químico e inicie su acción rápida de irrupción. La dosis de demulsificante considerada aceptable es aquella con la menor cantidad de inyección del producto y que brinda una casi total separación del agua y cierto porcentaje de sedimentos. Los siguientes pasos se cumplen para dosificar las muestras durante la prueba:

- ✓ En una botella de 100ml con muestras de emulsión, se agrega el demulsificante a usar.
- ✓ Se incrementa la concentración del compuesto consecutivamente para cada volumen de crudo emulsionado.
- ✓ Clasificar y ordenar el número de muestras a probar.
- ✓ Calentar las muestras a una cierta temperatura de inyección si es necesario.
- ✓ Agitar inicialmente con las manos y luego en un agitador mecánico a una velocidad y tiempo de agitación definidos.

- ✓ Si la emulsión que se está probando es calentada en la operación de segregación, calentarlas en Baño de María.
- ✓ Importante visualizar entre cuál de las botellas la separación de agua y petróleo es más limpia, y observar la etiqueta con la dosis adicionada, ya que esta será la relación que ha de ser usada en el resto la prueba.

2.11.4. Selección de un patrón demulsificante.

Es una metodología directa, pero deben estar presentes varias consideraciones para garantizar una buena selección de forma de escoger el producto demulsificante más adecuado:

- ✓ Si existe un sobre-tratamiento en la prueba de botellas, es porque existe agua en exceso en el crudo.
- ✓ El material de prueba debe encontrarse en óptimas condiciones de higiene y limpieza.
- ✓ Contar con soluciones frescas, pues cuando las emulsiones son viejas ocasionan pérdida de la concentración de demulsificante.
- ✓ Ser cuidadoso con la preparación de la solución.
- ✓ Realizar pruebas con varias relaciones, dependiendo del espacio, y si se deduce que las muestras variaran una de otras.

2.11.5 Claves importantes de la Prueba de Botellas.

a) Evaluación del sistema, se estudia la naturaleza y el volumen de la producción tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Producción de crudo y agua.
- ✓ Método y tipo de producción.
- ✓ Volumen de la emulsión y agua libre.
- ✓ Presencia y ausencia de sólidos.

b) Naturaleza del sistema:

- ✓ Numero de Pozos.
- ✓ Puntos de Inyección.
- ✓ Producto químicos usados corrientemente.
- ✓ Galones por día usado.

- ✓ Equipos en uso
 - ✓ Diagrama de flujo.
 - ✓ Volumen de petróleo, tratador de agua, decantador de agua.
 - ✓ Temperatura.
 - ✓ Temperatura de inyección
 - ✓ Temperatura en los tanques de almacenamiento.
 - ✓ Distancia del punto de inyección al tratador.
 - ✓ %AyS.
- c) Antes y después de la inyección de los productos químicos:
- ✓ Calidad de agua
 - ✓ Tiempo de crudo en tratadores y decantadores.
- d) Excluyendo el agua libre:
- ✓ Productos deseados.
 - ✓ Requerimiento de petróleo en tuberías.
 - ✓ Petróleo contenido en agua.
- e) Mejoras deseadas.
- ✓ Tratamientos bajos.
 - ✓ Mejores rendimientos en la producción.
 - ✓ Baja temperatura de operación.

2.11.6 Inyección del Producto Químico.

La actuación del tratamiento químico está identificando por el punto de inyección del químico, las condiciones de este sobre el sistema delinear los parámetros de la Prueba de Botellas. Este punto de inyección está influenciado por estos aspectos:

a. El calor

La temperatura normalmente es un factor preponderante usada en el asentamiento en una Prueba de Botellas, es la misma que es aplicada crudo.

Después que el producto químico es inyectado a la muestra dentro de las botellas, estas son colocadas en Baño de María a una temperatura entre 180°F y 200°F previo a su agitación, luego se deja en reposo a temperatura ambiente, si fuera el caso.

b. La Agitación.

Inicialmente la turbulencia del fluido se produce dentro de las líneas de flujo y en cabezal de pozo, en ese instante es cuando el químico es inyectado. No existe una vía para medir esta agitación, pero la metodología más real es correr la prueba de agitación utilizando las condiciones de campo, variando el grado de turbulencia para distinguir el tipo de agitación en las botellas que más se asemeje al sistema.

c. Tiempo de Asentamiento.

El tiempo de asentamiento representa el tiempo requerido por el sistema para que ocurra la separación agua y petróleo, este depende del tiempo de reposo disponible en plantas de procesamientos. El comportamiento de algunos compuestos suele tener un resultado en menor tiempo, siempre y cuando se evite cualquier disturbio en sistema.

d. Muestreo.

La muestra es vital y representativa del sistema en la Prueba de Botella, si esto no ocurre, no se tendrían los problemas operativos en pozo y en planta, y por ende los resultados serán erróneos. Una muestra característica:

- ✓ Es representativa del sistema
- ✓ Está compuesta de todas las estaciones de flujo que provienen en el proceso
- ✓ Consistente en la producción.
- ✓ Libre de químicos y contaminantes
- ✓ Estable
- ✓ Con contenido de agua y emulsión.
- ✓ Disponible.

Existe dificultad en la obtención de muestras descontaminadas en los puntos de inyección a pesar de la liberación en las líneas de flujo, sin embargo, es recomendable no efectuar la inyección del químico y permitir que la emulsión fluya por un espacio de tiempo considerable, antes de tomar las muestras. Comúnmente el muestreo se ejecuta en válvulas de una línea principal de flujo, la cual puede estar colocada en la línea del pozo, y el separador o en algún punto de la inyección aguas arriba de sistema. El otro acontecimiento se da cuando se toman las muestras aguas abajo del punto de inyección, el demulsificante se puede detener y el sistema fluirá con trazas del producto. En cualquiera de estos casos, la muestra debe ser tomada y dejar liberar gas acumulado. También hay que considerar las líneas de alta presión, donde una bomba especial de muestreo detiene la presión sobre la línea a muestrear, si esta línea de alta presión se abre a presión atmosférica puede ocurrir agitación de la emulsión.

Entonces, una muestra agitada como también el tiempo que esta dure en estabilizarse arrojará resultados erróneos en la prueba. Lo que indica que la técnica debe realizarse inmediatamente después que las muestras son tomadas. Los recipientes donde son vertidas las muestras deben estar libres de solvente, de agua y productos químicos y resto de cualquier elemento que altere las características de la emulsión.



Figura 2.6. Toma de muestra de crudo. (Ramos, 2018).

La imagen refleja la toma de muestra de crudo para luego efectuar la inyección de demulsificante, se produce la separación de agua y aceite por agitación y obtener la lectura del porcentaje de agua.

2.11.7. Procedimientos de la Prueba de botellas.

a. Equipos a utilizar

- ✓ Botellas tipo zanahoria o tubos de 100ml
- ✓ Tubos API graduados para centrifuga.
- ✓ Pipetas 0.2, 1,2 ml.
- ✓ Jeringas: 0.25, 0.5, 1,2, 10 ml.
- ✓ Botellas de solución: 0, 5,1 ml.
- ✓ Solventes: Xileno, Tolueno.
- ✓ Alcohol Isopropílico.
- ✓ Demulsificantes
- ✓ F-46
- ✓ Baño de María.
- ✓ Centrifuga.
- ✓ Hojas de Prueba.



Figura 2.7. Equipo de campo para inyección de demulsificantes (Ramos, 2018).

b. Procedimientos

Los diseños de Prueba de Botellas como se dijo anteriormente, son diferentes unas de otras, más se pueden considerar ciertos procedimientos generales para su ejecución:

1. En primer lugar, asegurar las buenas condiciones de higiene y limpieza de los equipos a utilizar.
2. Preparar los demulsificantes que serán probados en cada serie de la prueba de botella diseñada para la planta de procesamiento, lo cual será determinado por el tiempo de retención.
3. Llenar el numero requerido de botellas con emulsión de 100ml (emulsión o mezcla de petróleo agua), y luego colocarlos en baño de agua para estabilizar la temperatura del sistema en donde el demulsificante será inyectado durante 15 minutos.



Figura 2.8. Emulsión de Crudo sin tratar con demulsificantes (Ramos, 2018)

4. Añadir la cantidad específica de desemulsionante a cada botella. Esta cantidad requerida de química ha sido determinada por prueba de dosificación.

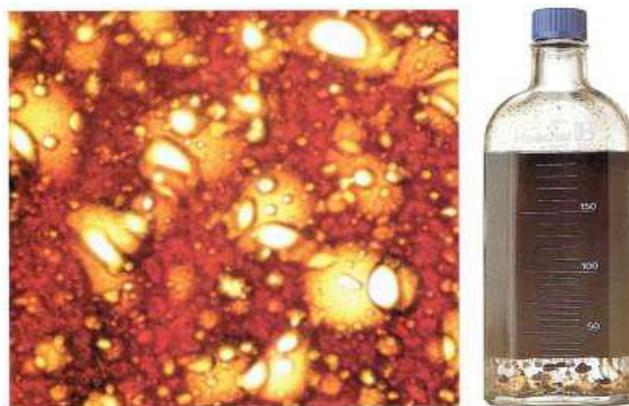


Figura 2.9. Efecto del demulsificante sobre la emulsión, originando coagulación y coalescencia en las gotas de agua. (Ramos, 2018).

- Organizar las botellas diseñadas para su centrifugación en un agitador mecánico alrededor de 3 a 5 minutos a 200rpm, como alternativa.

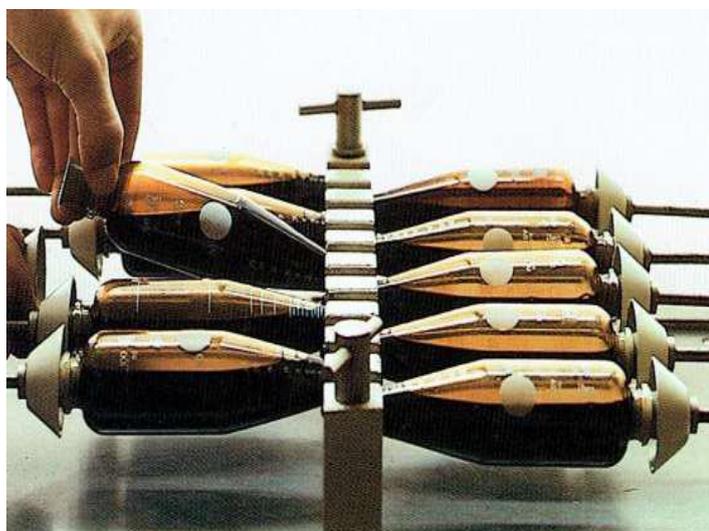


Figura 2.10. Organización de las Botellas que serán agitadas en la Centrífuga (Ramos, 2018).

- Después de agitar las botellas, volver a colocarlas en Baño de María.
- Registrar la cantidad de agua decantada, después de un tiempo aproximado de 15 minutos.



Figura 2.11. Proceso de Deshidratación del Crudo. (Se observa la separación completa de agua y crudo). (Ramos, 2018).



Figura 2.12. Resultado final del demulsificante en la emulsión. (A la izquierda emulsión agua y petróleo, y a la derecha separación de las fases petróleo y agua) (Ramos, 2018).

8. Si se desea realizar un cambio en el sistema, se simula agitando la muestra manualmente, no mecánicamente, se agitará dependiendo de las condiciones.
9. Después de las agitaciones de coalescencia colocar las botellas de vuelta en baño de agua, y permitir que estabilicen durante el tiempo de permanencia restante.
10. Anotar la separación de agua en varios intervalos en hojas de prueba durante el período de reposo.
11. Girar la botella al final de la prueba y observar la interface, con el fin de ver si gotas de petróleo pasan a la zona de agua.
12. Posterior al tiempo de reposo registrar el porcentaje de agua separada.
13. En esta etapa realizar las observaciones de calidad de agua.

c. Procedimientos para desalinización del crudo.

En varios sistemas de campo se realiza la etapa de desalinización del petróleo crudo, dicha etapa incluye la adición de agua de lavado entre un 3 y 5% en el crudo, después de la etapa de deshidratación.

El agua de lavado se mezcla con el petróleo con la finalidad de entrar en contacto con la salmuera residual producida, diluyendo la sal. Luego esta mezcla de agua lavado /agua producida es removida para eliminar las sales contaminantes.

La ejecución del método de simulación de desalinización se procede a lo siguientes pasos:

1. Después de la etapa de deshidratación inicial del crudo en la prueba de botella, se extrae con mucho cuidado 50ml de la muestra de cada botella.
2. Luego todas las botellas con los 50ml de crudo deshidratado se colocan en Baño de María, y se adiciona el volumen de agua de lavado 3-5% de concentración.
3. Calentar los tubos a una temperatura establecida y agitar en la maquina centrifuga durante 3-5 minutos a 200rpm.
4. Colocar de nuevo en Baño de María estabilizando la muestra durante el tiempo de retención del recipiente de desalinización.
5. Después de estabilizado registrar el contenido de agua.
6. Extraer una muestra de 10ml del tope (por encima de la interfase) y medir el contenido de sal con un medidor calibrado de sal en petróleo.

2.11.8. Consideraciones y Observaciones de la Prueba de Botella.

1. El número de botellas que se preparare, estará relacionado con el tiempo de residencia del petróleo crudo en los recipientes de tratamiento. Una relación de gran utilidad para la cantidad de botellas a usar es:
 - a) En un tiempo de 2 a 15 minutos: 8 botellas como máximo se pueden usar (para el caso de plataformas marinas).
 - b) Para pruebas cortas de 15 minutos a 1 hora: máximo 16 botellas.
 - c) Y pruebas comprendidas entre 1 hora a 8 horas: máximo 36 botellas.

2. Establecer distancias entre el punto de aplicación del demulsificante y los recipientes de separación, restricciones de válvulas, chokes, codos u otros dispositivos del sistema, con la finalidad de realizar proporcionalmente un movimiento de agitación homogénea de las botellas; tomando en cuenta la viscosidad del Crudo. El uso del agitador mecánico proporciona una agitación más uniforme de estas botellas. Lo más importante de esto es la máxima agitación que tengan los recipientes que simulen las condiciones de campo.
3. El parámetro más importante de la prueba es el porcentaje de agua decantada, por lo tanto debe ser reportada en intervalos de tiempos periódicos. Cuando interviene más de una etapa de separación es de mayor énfasis registrar el volumen total de agua separado, el interés de esto es que el demulsificante separe la mayor cantidad de agua posible, a fin de utilizar eficientemente los equipos y culminar efectivamente el tratamiento de refinación del petróleo tratado.
4. Posterior a la separación de agua y antes de analizar las muestras de las botellas, lo ideal es identificar la calidad del crudo, como: las características de interfase y la calidad del agua. De acuerdo a lo siguiente:

Tabla 2.3. Consideraciones para la Prueba de Botellas (Fuente: Abag, 2015)

Registro de calidades para la Prueba de Botellas					
Calidad de Crudo		Características de la Interfase		Calidad de Agua	
B	Brillante	D	Bien definida	C	Clara
LE	Ligeramente Emulsionado	I	Irregular	LT	Ligeramente Turbia
E	Emulsionado	E	Emulsionado	T	Turbia

Mientras se tengan varios ángulos de observación se obtienen resultados más reales de las pruebas, esto determina las diferencias a establecer entre demulsificantes. Por ejemplo, si en un determinado campo o planta de procesamiento, el problema crítico que enfrenta es la calidad del agua, esta categorización ayuda a visualizar los posibles candidatos químicos que mejor cumplan esta función.

5. La diferencia entre los diversos productos químicos evaluados está influenciado por la gravedad del crudo tratado y a la profundidad que se recojan las muestras para llenar los tubos de centrífuga; en el caso de un crudo liviano las profundidades deben ser aproximadamente 10ml de la interfase y en crudos pesados mayores a este valor deben ser tomadas, en tal caso, que los desemulsionantes ofrezcan resultados similares, las tomas de muestras deben ser más profundas.
6. Al determinar que uno o varios de los demulsificantes establecidos reúne los méritos para las pruebas de campo, debe efectuarse una relación de dosis para proceder a un posible re-tratamiento, usando un 50% como mínimo mayor de la dosificación inicial.

Otras consideraciones:

a) Aceleración en la decantación de Agua

El producto demulsificante demuestra en esta situación su buen funcionamiento y composición al proporcionar una caída de un alto volumen de agua, así satisface los resultados en un tiempo esperado. En ocasiones si el compuesto es muy rápido para producir la caída en periodos cortos, su desempeño no es satisfactorio para su selección; por ende la velocidad de caída del agua debe ser monitoreada y registrada.

b) Interfase

En la interfase se busca claramente la división entre agua y petróleo, que este lo más desenlazada posible y no haya predominio de ninguno de los fluidos, mientras el crudo se observe brillante. La interfase no está definida por la presencia de agua, consecuentemente existe un crecimiento eventual de la emulsión en los equipos, condición no deseada por la problemática que conlleva.

c) Aglomeración o Acumulación

Cuando la película interfacial permanece, esto es indicio de acumulación de la emulsión, este fenómeno puede formarse en la interfase, en la mitad de la interfase, en la superficie, porque las gotas de agua no coalescen, lo que hace difícil el rompimiento de la membrana. Esta situación es de cuidado sobre todo en los tiempos de reposo donde se pueden estabilizar sólidos y otros contaminantes.

d) Agua Turbia.

La apreciación de agua turbia en pruebas de botellas, no es algo notable a simple vista, pero se puede relacionar cuando hay un exceso de producto químico, es decir, un sobre-tratamiento. Lo esperado comúnmente en la separación es un agua nítida pues es el resultado deseado.

e) Coloración del Petróleo Crudo.

Esta apariencia es notoria por la presencia de partículas finas en la fase interna (agua), encontradas con altas concentraciones que impiden el paso de la luz a través de la emulsión, y muestran la turbidez en el crudo. Por esta apariencia manifiesta en el crudo, se puede descartar la condición para seleccionar el producto demulsificante.

f) Corte en la Centrífuga.

Una de las pruebas aplicadas antes de hacer las Pruebas de Botellas, es el corte por centrifuga, por medio del método se aprueba la calidad de las Pruebas de Jarras, no siempre se realiza, pero es una manera de confirmar la cantidad actual de agua y sedimentos en la muestra de crudo. Aquí se establece la comparación entre el crudo tratado y no tratado, indicando la presencia de emulsión. Sin embargo, es una práctica pobre puesto que cierta cantidad de emulsión y agua libre puede perderse. Entre los requerimientos importantes a tomar, por ejemplo, en crudos que llegan por oleoductos como es el caso del crudo Barinas-Apure que llega a la RELP, deben ser petróleos totalmente secos, con contenidos de agua menores a 1% según las especificaciones de PDVSA y los navíos de exportación. Por lo general, la Prueba de Botella se ejecuta en base a especificaciones de Oleoducto, sin embargo, el cliente puede establecer otro tipo de prueba que considere.

La corrida de las Pruebas de Jarras por corte centrífuga se realiza a través de los siguientes pasos:

- a. Drenar el agua libre posible de la muestra de crudo emulsionado.
- b. Utilizar tubos centrífugos calibrados en porcentaje (12,5 ml), y a nivel de un 50% llenar con solventes, posteriormente verter el crudo emulsionado.
- c. Se procede a agitar los tubos manualmente para homogeneizar la mezcla y se coloca en la centrífuga.
- d. En otro tubo adicionar un químico especial conocido como Slug o Knockout, este compuesto no va a alterar la emulsión, y también se centrifuga y calienta si así se requiere.
- e. Completado los pasos anteriores, leer en los tubos la cantidad de agua y sedimentos.

Por medio de este procedimiento, se compara la cantidad de %A&S en la muestra tratada con la muestra a la cual se le adiciona el Slug. Si a la muestra que se le adiciona el solvente refleja mayor %A&S, estamos en presencia o ausencia de una emulsión primaria o secundaria.

2.11.9. Interpretación de Resultados de la Pruebas.

Primeramente se debe tener presente, las pruebas de ensayo y error para lograr obtener demulsificantes con buen funcionamiento sobre las emulsiones. Partimos de nuestra Relación de Prueba evaluando el producto desde concentraciones más bajas hasta las más altas para verificar a que concentración el químico tienden a emulsionar.

Se recomienda que los químicos sean dosificados por debajo de la dosis óptima y para llevar a cabo la interpretación de resultados se deben cumplir los procedimientos descritos en la ejecución de la Prueba de Botellas, dicho proceso clasificará los productos más débiles de los más fuertes, lo que reduce la cantidad de químicos a ser utilizados.

Para cada concentración se llegara a un resultado total de %A&S, lo que indica que tanto el demulsificante logra secar totalmente el Crudo; si el resultado de la acción del producto es proveer una muestra seca obtendríamos un bajo PTB, lo cual es satisfactorio en la prueba.

Después de este paso y al poseer una lista menor de los productos en la primera selección como lineamiento siguiente se vuelve a dosificar para decidir sobre el demulsificante que sea óptimo y la cantidad de dosis a hacer recomendada estableciendo un punto de relación entre los productos; tomando en consideración los mejores deshidratadores y desaladores de crudo, que logren obtener el porcentaje de agua y sedimentos adecuado y el de más bajo costo posible.

Según los tiempos de residencia también habrá un número de demulsificantes para ser evaluados. Si el tiempo que se maneja esta entre 15min a 1 hora, no probar más de 16 demulsificantes, de lo contrario, implicaría que emulsiones en las primeras botellas tiene un mayor tiempo para estabilizarse. Si el sistema cuenta con un tiempo medio entre 1-4 horas se puede probar una amplia gama de desemulsionantes.

La agitación, es otro parámetro que se considera a interpretar dentro del tiempo, para lograr la mayor uniformidad de la emulsión, esta se debe considerar en un periodo largo de tiempo al contarse con un agitador mecánico. El proceso permite simular los tiempos de turbulencia de la mezcla en largos periodos y a bajas velocidades.

Continuamos, tomando en consideración aquel demulsificante que proporcione una acción rápida para eliminar más agua del petróleo en los análisis después de un cierto período, esto significa, tomando en cuenta la operatividad de los equipos, menores costos de bombeo y menos manejo de agua en el sistema; ahora, el parámetro más importante y que siempre debe tenerse presente en el momento de evaluar la funcionalidad del demulsificante, es el tiempo de retención.

Por otra parte, en la prueba de botellas, si gotas de crudo traspasan a la fase de agua, el producto lo clasificaremos como un químico ineficiente, pues tendera a generar agua con crudo, lo que conlleva un doble rompimiento de la emulsión para asegurar este acontecimiento en la interfase. En consecuencia, un demulsificante que genere una interfase poco definida no se recomienda en los sistemas por su poco periodo de permanencia y alta tasa de flujo de aguas cargadas de crudo.

Como regla general, se debe tener en cuenta la toma de muestra en superficie y observar el corte superficial en la prueba de botella. Si los demulsificantes, reflejan un corte limpio en el tope, entonces los cortes más cercanos a la interfase mostraran diferencias significativas entre ellos.

El mejor desempeño funcional de los químicos, se evalúa en resultados de cortes mixtos, es decir, cuando el producto tiene la propiedad de hacer que la fase de petróleo quede completamente seca en la interfase.

Otro resultado a chequear, es el sobre-tratamiento, que suele notarse con reducción de gotas en la interfase, alto volumen de lodo en la interfase y la apariencia del crudo muy brillante.

Para finalizar, las técnicas correctas a utilizar para dosificar cada demulsificante son primordiales, ya que estos químicos por sus características resultan ser espesos y lentos al descargarlos, por ende, se requiere disponer de las herramientas más adecuadas a la hora de trabajar con ellos asegurando la estabilidad de dosificación en toda la prueba química.

2.12. Deshidratación y Desalación del Petróleo Crudo.

En los campos de exploración y producción como tambien en la mayoría de las refinerías, son imprescindibles los procesos de deshidratación y desalación del Petróleo Crudo, con la finalidad de favorecer su procesamiento y ajustar los productos derivados a las especificaciones de calidad requeridas para la venta.

En líneas generales, el proceso de deshidratación consiste en llevar el crudo a niveles de agua menores a un 1%; este procedimiento es necesario por el hecho de que el agua asociada al crudo posee la mayor cantidad de sales disueltas; entre esas están los cloruros, sulfatos, carbonatos de sodio, calcio y magnesio, lo cual hace de vital importancia deshidratarlo en el lugar donde se produce para un mejor transporte por oleoductos y manejo en tanques. De la misma manera, en el momento que se alimenta un crudo a una refinería el volumen de agua debe ser lo más baja posible por lo que un aumento excesivo provoca vaporización de esta y además las sales presentes causan graves problemas de corrosión, como ha ocurrido en las operaciones de las torres de destilación. Para esto, existen diversos métodos aplicados a la deshidratación, dinámicos y estáticos, capaces de originar la desestabilización de la emulsión agua en crudo y producir la separación de las fases, bien sea, en tanques de lavado, calentadores de crudo y separadores gravitacionales. Algunos de estos equipos tienen como parámetro principal el tiempo de residencia suficiente para provocar la separación de la emulsión.

En vista de los problemas que originan las sales en el crudo por ser impurezas que corroen los sistemas de operación y refinación; se procede al siguiente paso que es la desalación del crudo, esto obedece a las siguientes razones: primero evitar la corrosión en la torres de destilación por la formación de cloruros de hidrogeno, ocasionado por efectos de hidrólisis en las sales a altas temperaturas, también por envenenamiento en catalizadores y por último el taponamiento y ensuciamiento en hornos y en intercambiadores de calor del sistema. El desalado en el crudo está relacionado con la concentración de salinidad (en ppm de NaCl) en la fase acuosa, su eficiencia en la remoción de sales en conjunto con el agua también reduce la corrosión corrientes aguas abajo como en sistemas de bombes, ductos y tanques de almacenamiento; esta salmuera producida es adecuada para que no cause los daños antes descritos en los equipos de tratamiento. Comúnmente las prácticas llevadas a cabo cuando se trata el petróleo crudo en un campo petrolero y en una refinería mediante la deshidratación inicial o rompimiento de emulsión en equipos electrostáticos consisten en:

a. Inyección de Agua de lavado al Crudo.

El agua de lavado en el proceso de desalado es la receptora de las sales en el crudo y debe cumplir con ciertas condiciones y características que le provean la capacidad para disolverlas, de aquí radica su importancia al ser inyectada al sistema. Esta debe poseer una baja salinidad menor que la salmuera dispersa en el crudo, ser tan pura como sea posible. La cantidad de CaCO_3 , que indica el grado de dureza del agua debe ser de 85ppm como máximo para evitar incrustaciones en intercambiadores de calor; como también el grado de acidez y alcalinidad del agua debe mantenerse en un rango de 6 y 8 de Ph, pues así se previene la estabilidad de la emulsión crudo-agua durante el mezclado de las fases. Así mismo, la velocidad de inyección de agua de lavado puede ser aproximadamente entre un 4 y 10% del volumen de petróleo crudo, esta tasa de inyección de agua de lavado óptima variara dependiendo de la gravedad API del petróleo y la temperatura utilizada para desalinizar.

b. Mezclado del crudo con el agua de dilución.

La mezcla de agua de dilución y crudo es realizada para producir el mayor contacto con las sales e impurezas presentes en el crudo, ahora bien, para proporcionar una medida de energía al sistema que favorezca el contacto entre las fases, es utilizado un arreglo mecánico compuesto por un mezclador estático y una válvula tipo globo donde se tiene presente la caída de presión entre el mezclador y la descarga; de esto dependerá la eficiencia del mezclado como también de la variación del agua de inyección, la naturaleza del crudo y la concentración de la salmuera dispersa.

c. Tratamiento de la emulsión por deshidratación.

El procedimiento en una refinería de petróleo para separar el crudo de la salmuera diluida es por medio del proceso de desalado.

Existen diversas formas para desalar, bien sea por sedimentación, filtración, químicamente, sin embargo, para efectos de este trabajo nos enfocaremos en el tipo de desalado eléctrico; el cual actúa bajo la acción de un campo eléctrico afectando el comportamiento de las moléculas de agua, ya que estas por su polaridad se alinean con sus cargas positivas a las negativas lo cual permite concentración de las cargas debido al contacto agua-agua y aumento del área interfacial, permitiendo que la atracción intermolecular sea efectiva originando su coalescencia en el seno de crudo en la medida que el campo eléctrico cobra intensidad. El uso de una corriente alterna orienta a las gotas y las deforma por la fuerza del campo, produciendo la ruptura de cualquier capa estabilizadora de emulsión, que inclusive pueda formarse. A este proceso, se le incorpora la adición de un químico demulsificante facilitando la coalescencia de las gotas de agua influenciado por el campo eléctrico.

En la figura siguiente se muestra la estructura de la molécula de agua y como se disponen sin la presencia del campo eléctrico.

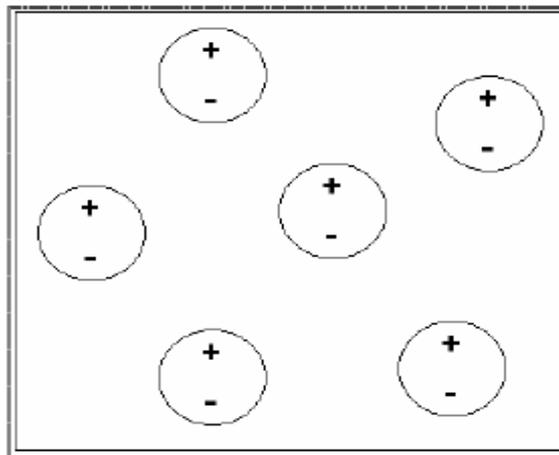


Figura 2.13. Disposición de las moléculas de agua sin campo eléctrico.
(Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>, s.f).

En los gráficos siguientes se muestran cómo se organizan las gotas de agua con la acción del campo eléctrico.

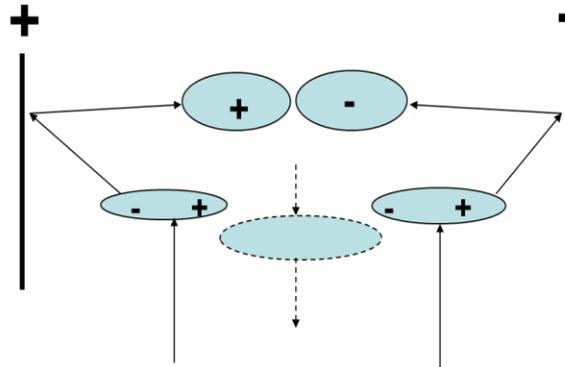


Figura 2.14. Disposición de las cargas positivas y negativas de las gotas de agua por efecto del campo eléctrico.

(Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>, s.f)

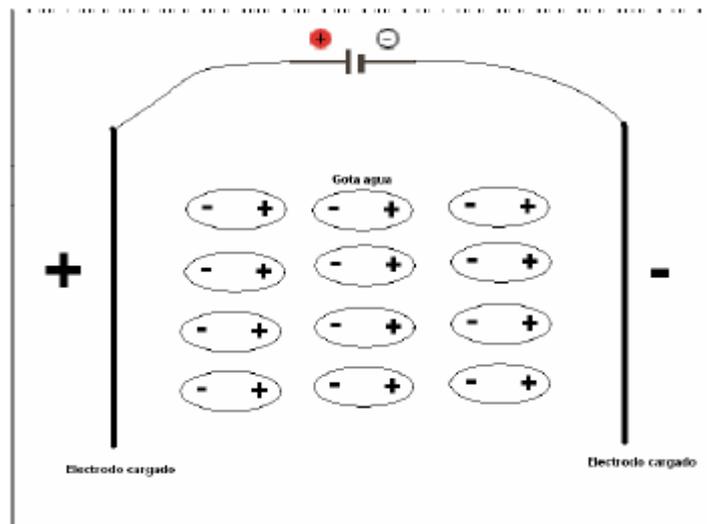


Figura 2.15. Gotas de agua bajo la acción del campo eléctrico. (Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>, s.f)

De acuerdo al fenómeno antes visto, se concluye que mientras la fuerza eléctrica aplicada sea suficiente para romper la interfase, las fuerzas de atracción intermolecular serán más efectivas, formando gotas cada vez más grandes hasta hacer coalescer los sistemas de agua-agua.

Todo este proceso con la acción de corriente alterna o continua utilizada, presencia de emulsión y agente demulsificante no se puede llevar a cabo por sí solo, sin contar con la presencia de equipos electrostáticos que a continuación se describen.

d. Equipo de Desalado.

Las unidades de desalación están diseñadas para remover las sales presentes en el crudo y por medio del mezclado de agua de dilución y crudo, separar las fases. Los desaladores están compuestos por un distribuidor de flujo en su parte inferior y un colector en la parte superior del tanque para el crudo previamente tratado; posee además diferentes alturas para toma de muestreos, con el fin de monitorear en el interior del equipo la altura de la interfase crudo-agua. Para generar el campo eléctrico que influye en la ruptura de la emulsión, los desaladores tienen de un arreglo de rejillas dispuestas en formas horizontal (desaladores de corriente alterna), por medio de las cuales el crudo emulsionado fluye hacia la zona de la interfase del tanque y hacia la parte superior de las mallas cargadas atravesando el campo eléctrico para llegar luego al colector. Las mallas, por lo general, tienen un potencial entre 16KV y 20KV. El distribuidor de flujo tiene como función asegurar que esa emulsión pase por toda el área total de las mallas cargadas provocando el mayor tiempo de residencia en contacto con el campo eléctrico para dar como resultado una mayor polarización y floculación de las gotas de agua y que estas coalezcan.

Los equipos de desalación se encuentran en una refinería formando parte del tren de intercambio de calor que calienta el petróleo crudo antes que alcance la Torre de Destilación Atmosférica, siendo esta la primera unidad de procesamiento de cualquier refinería de petróleo.

Las unidades electrostáticas deben estar a una determinada temperatura donde el crudo entrante ha sido calentado previamente. En ese instante, es cuando se inyecta el agua de lavado y se mezcla con el flujo continuo de crudo, cuya mezcla resultante es la que ingresa al desalador por la parte inferior a través de la línea de alimentación. La temperatura óptima considerada para el proceso de desalación variará según la gravedad API del petróleo.

La justificación del desalado en el crudo radica primeramente en que el agua existente en el origina inestabilidad operacional en las columnas de destilación, por el contenido de cloruros en las sales, que a temperaturas aproximadas entre 200-250°C pueden hidrolizar en presencia de agua, formando HCL trayendo como consecuencia problemas de corrosión en el tope de las columnas de destilación atmosférica. En ocasiones, a los desaladores por no ser totalmente eficiente en el lavado de las sales, se adiciona soda cáustica o hidróxido de sodio NaOH al crudo, para convertir las sales inorgánicas (MgCl, CaCl) y sustituirlas por NaCL, pues esta sal tiene una constante de hidrólisis menor a temperaturas muy bajas que minimizan la formación de ácido y en consecuencia reducen la corrosión en la unidad de destilación.

A continuación, se refleja una vista de un desalador típico electrostático en forma horizontal.

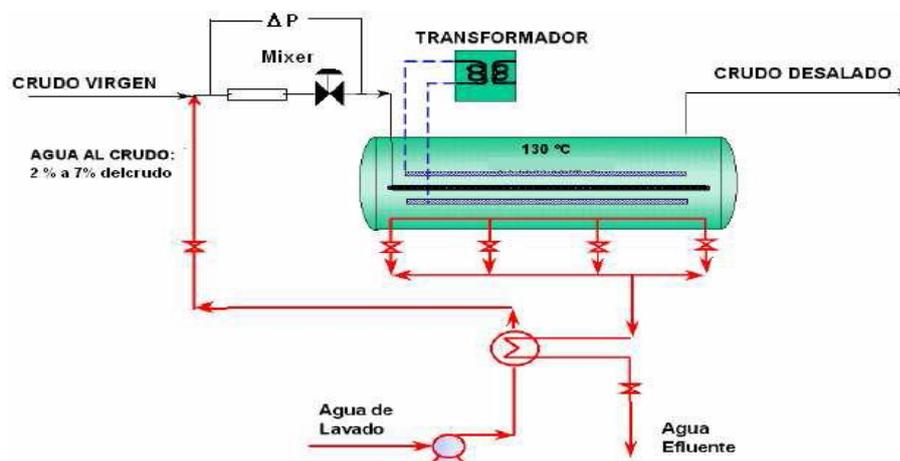


Figura 2.16. Desalador Electrostático de Corriente Alterna. (Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>, s.f)

Dentro de la unidad de desalación existe un sistema de electrodos conectados entre sí que generan el campo electrostático e inducen las fuerzas de atracción para que las gotas de agua comiencen a unirse, estas en conjunto con los sólidos insolubles se depositan en el fondo del desalador. Posteriormente, el agua desalinizada es extraída continuamente en un punto cercano a la parte inferior del desalinizador, esta agua es una salmuera que ha arrastrado la mayoría de las sales inorgánicas que ingresaron con el crudo inicialmente. Los demás sedimentos que se asientan en el fondo del equipo son retirados en ciertos intervalos de tiempo para evitar que obstaculicen la toma de muestra de agua sedimentada.

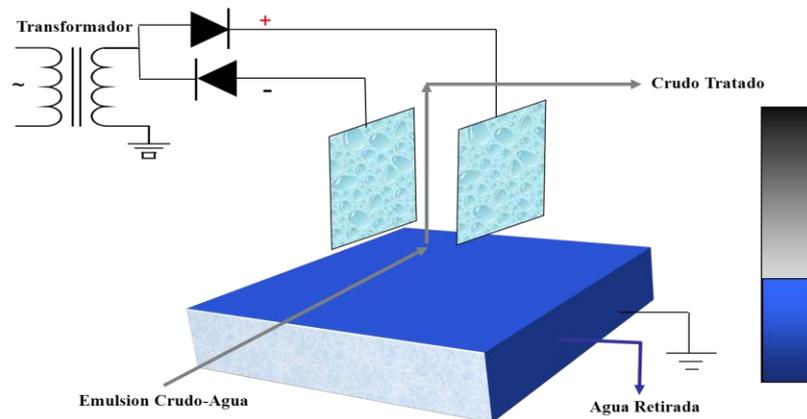


Figura 2.17. Sistema Interno Electroestático del Desalador. (Presentación NATCOGROUP, 2004).

2.12.1. Ventajas y Desventajas al desalar

Por medio de la operación de los desaladores electrostáticos se facilita una mejor calidad del agua separada y menores fluctuaciones en los volúmenes de producción. Una de las ventajas es que estos equipos no son tan afectados por las características de los crudos (densidad, viscosidad, agua, agentes emulsionantes), existe mayor flexibilidad, el tiempo de residencia es más corto, las emulsiones pueden romperse a bajas temperaturas lo que evita menores problemas de corrosión e incrustaciones.

La desventaja que presentan estos equipos para mantener un funcionamiento óptimo es que se hace necesario una supervisión constante en su operación, este monitoreo requiere la instalación de sistemas de control que implican altos costos de inversión como de operación, también la instalación de sistemas de carga para un adecuado control de flujo hacia el equipo, ya que la condiciones de flujo deben ser estables; dispositivos pueden verse afectados con cambios de nivel de agua, salinidad, sólidos y alta conductividad de crudo de alimentación. El nivel de agua es una variable controlada por medidores de nivel que suele ser difícil de manejar, pues un valor alto origina cortocircuito en el equipo desalador y daños en todo el sistema.

2.12.2 Optimización de las variables de proceso de desalación.

El objetivo de optimizar el proceso de desalado se realiza con la finalidad de reducir agentes corrosivos en el crudo que ingresa a la columna de destilación, obtener costos bajos con un desalado eficiente como la confiabilidad en el uso de sus equipo y de la misma manera un buen rendimiento en la generación de los productos en una planta procesadora. Estas variables operativas de suma importancia se enfocan en:

✓ Carga de Crudo

La fuente energética a procesar en un desalador dependerá del diseño del equipo como también el tipo de crudo según su gravedad API, también el contenido agua y de sales aceptables para ser manejados, tales consideraciones vienen determinadas de esta manera:

- a. En el caso de los crudos livianos con gravedad de 30API, las condiciones para agua y sales a manejar deben ser de 0.5% para el agua y de 15 y 20 PTB para material inorgánico.
- b. Para crudos pesado en los procesos de refinación simple donde el sodio no provoque daños significativos, las especificaciones corresponden a un 1% en volumen de agua y entre 15 y 20 PTB para las sales.

- c. Si los procesos requieren una conversión profunda en las refinerías, las especificaciones para la sal son más exigente, solo hasta de 1PTB como máximo permitido.
- d. Una baja gravedad específica del crudo obliga a añadirle diluentes al mismo llevándolo a gravedades de 14,5° API, para poder desalarlo.
- e. Debido a altas viscosidades de operación los crudos deben ser desalados a rangos altos de temperatura mayores a 275°F.

✓ **Temperatura de Crudo.**

Por medio del calor cedido a los intercambiadores de calor que están situados antes del desalador, el crudo de alimentación es precalentado según su gravedad API con temperaturas entre 200-280°F. La temperatura no es un parámetro de control rígido en el desalador pero si influye significativamente en sus eficiencia, por lo tanto, razones de cambio no deben ser tan abruptos sino alrededor de los 5°F en lapsos de tiempos aproximados de 15 minutos. A temperaturas muy bajas, la eficiencia del desalador se ve afectada pues el incremento en la viscosidad, exige mayor tiempo de residencia entre el agua de proceso y el crudo, es recomendable trabajar a temperaturas donde la viscosidad sea de 10 centiStoke. En el caso de temperaturas altas, fallas operativas causaran la volatilidad de líquidos ligeros en el crudo o aumentar su conductividad, lo cual impacta negativamente el voltaje de los electrodos internos del desalador por la carga de crudo caliente limitando la operación de la planta.

✓ **Presión en el Desalador.**

Según la temperatura de operación y evitando que se origine vaporización, lo recomendable es mantener la presión del desalador por encima de los 10 psig de la presión de vapor crudo/agua. Presiones entre 25-30psig son consideradas dentro del desalador como presiones normales.

✓ **Caída de Presión en la Válvula mezcladora (mixer).**

La caída de presión en el mixer está relacionada con una medida de energía aplicada al sistema, esa mezcla generada entre el agua, el crudo y el químico demulsificante está en función de una diferencia de potencial producida en la válvula y el grado de la caída de presión, esto es favorable porque el agua de proceso es dispersada en el crudo completamente para un mejor desalado. Variables como: el flujo de crudo, flujo de agua se mantienen constantes mientras se regula la variación de presión en válvula. No es adecuado alcanzar un valor de ΔP donde se formen gotas pequeñas en el crudo pues resultara difícil romper y separar la emulsión resultando una baja eficiencia de deshidratación. En el momento en que el ΔP es bajo, se formarían gotas más grandes que no se unirían con el agua salada del crudo y por ende se obtendrá una buena eficiencia de deshidratación pero un mal desalado.

En la figura 21. Podemos ver la variación de la caída de presión en la válvula de mezcla y los impactos en el contenido de sal y %A&S a la salida del desalador. El óptimo valor observado se aprecia para un bajo contenido de sal entre 0-20PTB y %A&S entre 0.2-0.4%.

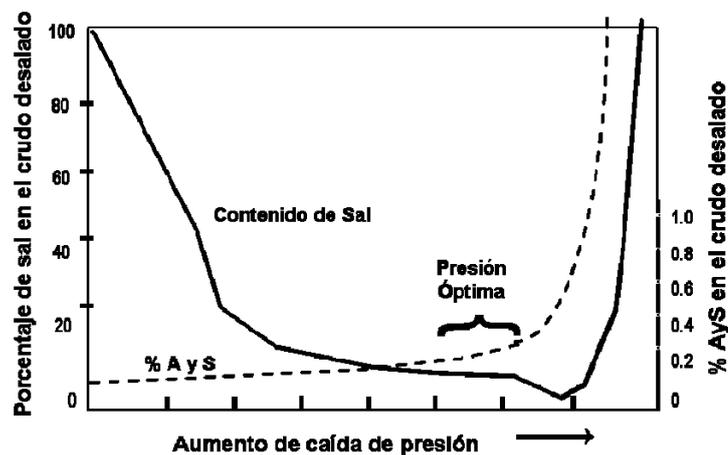


Figura 2.18. Relación entre la caída de presión en la válvula de mezcla, el contenido de sal y agua-sedimentos en el crudo desalado. (Informe Técnico PDVSA Intevep, 2009).

✓ **Agua de Proceso**

La cantidad y la calidad de agua de mezcla en la desaladora determina el proceso de desalado; si la inyección es insuficiente se tendrá un desalado ineficiente por la baja remoción de sólidos y residuos de la salmuera al no hacer contacto con el agua de proceso, en cambio, si la inyección de agua es excedida origina un alto flujo de corriente y elevados niveles de %A&S en el crudo desalado. Además, aumentara la conductividad de la emulsión dando lugar a la pérdida del campo eléctrico por formación de arcos en el seno del crudo, estos representa una parte natural del proceso de deshidratación electrostática, pues descargan un arreglo de electrodos momentáneo, que al hacerse frecuente resultan en pérdida del rendimiento del campo eléctrico.

✓ **Nivel de control de agua.**

Dentro del desalador existen unos controladores o trycock (toma-muestras) que permiten chequear el nivel de interfase en el desalador cada cierto tiempo, es decir, se observa los diferentes niveles en la cual se puede encontrar el agua, la emulsión y el crudo dentro del equipo. El hecho de que el nivel de agua en el desalador no se encuentre en el punto adecuado, puede ocasionar ineficiente operatividad en los equipos al originarse: arrastre de agua y sal en el crudo por niveles altos de agua, también reduce el tiempo de residencia del crudo en el desalador, y tienden a cargar los electrodos por cortocircuitos observado en los bajos voltajes reportados originado por la conductividad de los materiales. En el caso de bajos niveles de agua, trazas de crudos pueden reflejarse en el agua de efluentes; en ocasiones, los niveles pueden tambien ser confusos en los desaladores, por lo que se recomienda tomar muestras y centrifugarlas para definir el nivel de interfase.

✓ **Capa de Emulsión**

Puede ocurrir que se establezcan periodos largos de residencia entre el crudo y el agua, debido a emulsificantes naturales y ceras en el crudo, por sólidos suspendidos en el agua de proceso, aumentando la capa de emulsión originando fluctuaciones en los voltajes, se excede las cargas eléctricas y se contamina el agua de efluentes por crudo, se limita la inyección de flujo de demulsificante establecida, de acuerdo a estos acontecimientos es recomendable drenar el agua y sedimentos estableciendo un nuevo nivel de agua.

✓ **Evaluación del Demulsificante.**

Como bien sabemos, el químico demulsificante juega un papel importante en la separación de las interfases, con el cual es posible evitar que no hayan trazas de crudo en el agua de efluentes; conocemos también que tanto un exceso como una cantidad reducida de este disminuye la eficiencia del proceso en el desalado y el rendimiento del mismo químico, por eso es necesario una homogénea distribución del producto químico en la mezcla que asegure una buena operación; lo ideal es inyectarlo en la succión de una bomba dosificadora, provisto de un tanque de almacenamiento donde está el químico para garantizar el flujo hacia los equipos, siendo el tanque calibrado a unidades de galón/pulgadas, estableciendo la relación de flujo de barriles de petróleo cargados en cuartos de galón/pulgadas.

✓ **Voltajes del Transformador.**

El voltaje del transformador ajusta el potencial del campo eléctrico en los electrodos que inducen el contacto con las gotas de agua. Las fluctuaciones en los voltajes se pueden presentar si las temperaturas de desalado son muy altas lo que disminuye las presiones de desalado. Es necesario considerar que una excesiva inyección de agua limitara la capacidad de la válvula del sistema de control de interfase, provocando fallas en el sistema de nivel, ocasionado por altos voltajes.

Cuando se presentan bajos voltajes esto es indicativo de que la emulsión crudo- agua se encuentra muy estable en el área de los electrodos, por lo que se debe suspender la inyección de agua de lavado para estabilizar el material emulsionado.

✓ **Sedimentos de Fondo.**

Los sólidos que vienen con el crudo pueden depositarse en el fondo del desalador, por lo que cierta cantidad de agua de proceso inyectada debe permitir causar una gran caída de presión a través de la salida del efluente para que estos sólidos sean removidos con mayor fuerza de acción del equipo.

En la Tabla 2.4. Se muestra un resumen de algunas de las variables de operación características en desaladores comerciales.

Tabla 2.4. Condiciones de operación en el proceso de desalación (Informe Técnico PDVSA Intevp, 2009).

VARIABLES	RANGO DE OPERACIÓN	VALOR USUAL
TEMPERATURA (°F)	200 - 300	260-290(*)
PRESIÓN (PSIG)	150 - 200	175 - 180
CAÍDA DE PRESIÓN (PSIG)	5 - 40	10 - 15
AGUA DE LAVADO (%)	3 - 10	6 - 8
DENSIDAD DE VOLTAJE (voltios/pulg ²)	2000 - 5000	2000(*)

(*) **Depende del diseño específico del desalador para un determinado crudo.**

Otra directriz de operación importante a considerar es la comparación entre la eliminación de la sal a la entrada y a la salida del desalador, ya que también determinara la eficiencia operativa del equipo.

En conclusión, para cada condición operativa se debe realizar los ajustes necesarios de cada uno de los factores antes descritos, basados en criterios de rendimiento, con el fin de mantener la mínima cantidad de sal y agua en el crudo como el arrastre de este a las aguas de efluentes y unidades de procesamiento.

2.13. Marco Referencial.

Con la finalidad de familiarizarnos con la situación de contingencia en la RELP y los eventos asociados durante el proceso de deshidratación y desalación del crudo, se utilizó diversas fuentes y registros de información proporcionados por el área de Destilación y Especialidades perteneciente al Departamento de Ingeniería de procesos de la RELP, empezando por la revisión de la Descripción de los Procesos (DESPROS) e informes técnicos de la empresa donde se describe de manera clara y concisa los impactos y consecuencias originadas durante las operaciones en planta. Entre ellos están: la inoperatividad de los equipos de desalación y la ausencia de químico demulsificante, cuyo producto ayuda a favorecer la eficiencia del tratamiento de la materia prima antes de ser transformado en las torres de destilación, por medio de las cuales se obtienen los rendimientos respectivos a partir de la dieta energética que alimenta dicha planta. También la documentación referenciada en tesis, papers, artículos técnicos, aportan información relevante para el desarrollo de este trabajo de campo.

A continuación se describirá el proceso y los procedimientos principales que intervienen en el tratamiento del hidrocarburo para la aplicación del químico demulsificante:

2.14. Información de Campo.

2.14.1 Unidad de Crudo RELP.

Como en la mayoría de todas las refinerías, la Unidad de Crudo, representa la primera unidad de procesamiento del hidrocarburo. En esta unidad se encuentran las plantas de Destilación Atmosférica y al Vacío, que destilan el petróleo crudo entrante en varias fracciones con diferentes rangos de ebullición, cada una de las cuales luego se procesan en otras unidades de procesamiento.

Además de descomponer el crudo en diversas corrientes para alimentar otros sistemas, este es calentado a una temperatura lo suficientemente elevada para que se produzca la vaporización de los componentes menos pesados originando el fenómeno de craqueo térmico, al producirse carbón y gases durante la descomposición.

Para cumplir el propósito de vaporizar la parte más liviana del crudo y proporcionar la cantidad de calor necesaria para el fraccionamiento, la alimentación se hace pasar por un conjunto de intercambiadores de calor y un set de hornos o calentadores (B-101/102/103/104) para su posterior introducción a la columna de Destilación D-101, de manera de obtener combustibles terminados. Después de la vaporización, las fracciones livianas ingresan a la columna de platos y/o empaques que por medio de reflujos y recirculaciones se condensan dentro de las torres. Por diferencia de los puntos de ebullición se permite la separación de diferentes componentes, en primera instancia se condensan las fracciones con puntos de ebullición más altos en la medida que ascienden en la columna y luego los de puntos de ebullición más bajos, operando la columna a presión cercana a la atmosférica.

Como la misma torre posee varias salidas laterales, se extrae cada fracción condensada con una determinada calidad; los gases y naftas livianas salen por el tope hacia el tambor acumulador D-107, fracciones que antes pasan por los enfriadores E-175's y condensadores E-104's, cuya finalidad en este sistema es poder alcanzar la condensación de las fracciones más pesadas, a fin de garantizar la corriente de gases livianos hacia los tambores de gas combustibles, y de la misma forma los equipos compresores de gas posean las fracciones gaseosas no condensables; por lo que contar con la temperatura más baja y adecuada en el tambor contribuye a un control de la presión de la torre D-101 y calidad de los productos extraídos. Otros cortes como la nafta HNS y los gasóleos tienen salidas laterales y el residual atmosférico (corte más pesado) sale por el fondo.

Además existen tres pump arounds o recirculaciones una de Tope, Media y de Fondo (TPA /MPA/BPA) y un reflujo externo, que permite balancear el calor suministrado al crudo en los hornos, que ayudan asegurar el perfil térmico a lo largo de la columna atmosférica. (Ver figura de la D-01).

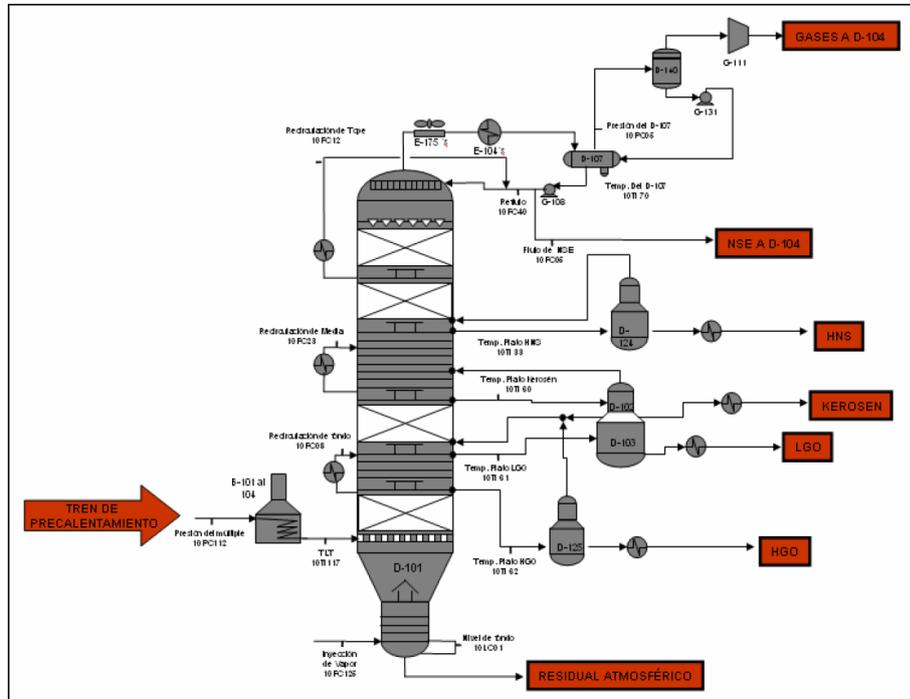


Figura 2.19 Esquema general de la torre de Destilación Atmosférica D-101 de la Unidad de Crudo RELP. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

El volumen de crudo que fue manejado hasta los años 2015-2017 en RELP fue por diseño de 140MBD aproximadamente, con una gravedad promedio entre 27-29° API. En la actualidad, esta capacidad de procesamiento no es llevada a cabo, debido a las limitaciones operacionales existentes, ya que ha existido un volumen excesivo de agua (no decantada) en el seno del crudo que ha incursionado en conjunto con la dieta a la torre atmosférica; además, la disminución de la mezcla de crudo Guafita Blend producto de la merma de producción en los campos de la Cuenca Barinas-Apure, ocasionó una reducción de la carga mínima a manejar en planta de 80MBD, encontrándose por debajo de la mínima recomendada por diseño de 84MBD, según Guías Operacionales. A continuación se presenta la dieta típica utilizada en el año 2019 hasta el presente:

Tabla 2.5 Composición actual del Crudo de Alimentación de la RELP.
(Datos suministrados por el Departamento de Destilación y Especialidades)

Composición General de la Dieta de Crudo 2019		
Crudo(80MBD)	MBD	% Volumen
Guafita Blend	13	16%
Mesa 30	67	84%

Antes de obtener las corrientes de productos mencionadas, es necesario acotar que el crudo proveniente de la Cuenca Barinas-Apure mezclado con el proveniente del Oriente del país, el cual llega en buques tanqueros, atraviesa una línea de flujo de crudo para ingresar a un filtro de carga (M-104), donde son removidos las partículas sólidas que lo acompañan con un diámetro aproximado de ½”, seguidamente, el crudo de alimentación pasa a ser calentado en una serie de intercambiadores de calor mediante corrientes de productos provenientes de las torres Atmosférica y de Vacío como también de las recirculaciones de la D-101, pasando a los equipos desaladores (D-6013/6014) donde es deshidratado y desalado.

Posteriormente continúa intercambiado calor hasta pasar a los hornos y luego a la unidad D-101 de donde saldrán los productos a la temperatura del plato del cual provengan.

Cabe destacar, que al finalizar la línea de crudo este conjunto de intercambiadores se dividen en dos secciones conocidas como “Tren Grande”, el cual maneja un 60% de la carga de crudo, y por otro parte el “Tren Pequeño”, que maneja un volumen de crudo correspondiente al 40% de la carga restante.

En la siguiente figura se muestra un esquema de flujo general del tren de precalentamiento de crudo y desalado de Refinería El Palito.

El rompedor de emulsiones se inyecta a la corriente de crudo de cada tren utilizando dos bombas dosificadoras a distancia.

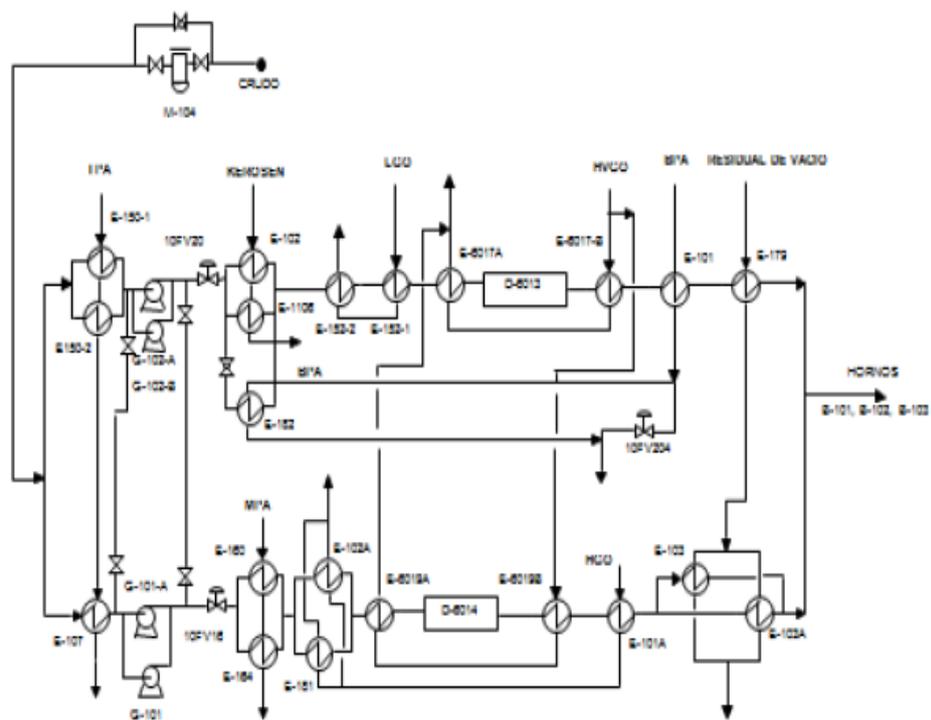


Figura 2.20. Tren de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo de la RELP.
(Reporte Técnico NALCO Champion, 2014)

Para que el crudo entre a la torre de destilación D-101 con las condiciones de presión y temperatura deseadas para su fraccionamiento, es necesario que sea sometido a cambios en su perfil térmico en cada rama del tren de pre calentamiento condicionado a la carga de alimentación que fluye por cada uno, por lo cual debe cumplir el siguiente recorrido:

✓ **Tren Grande**

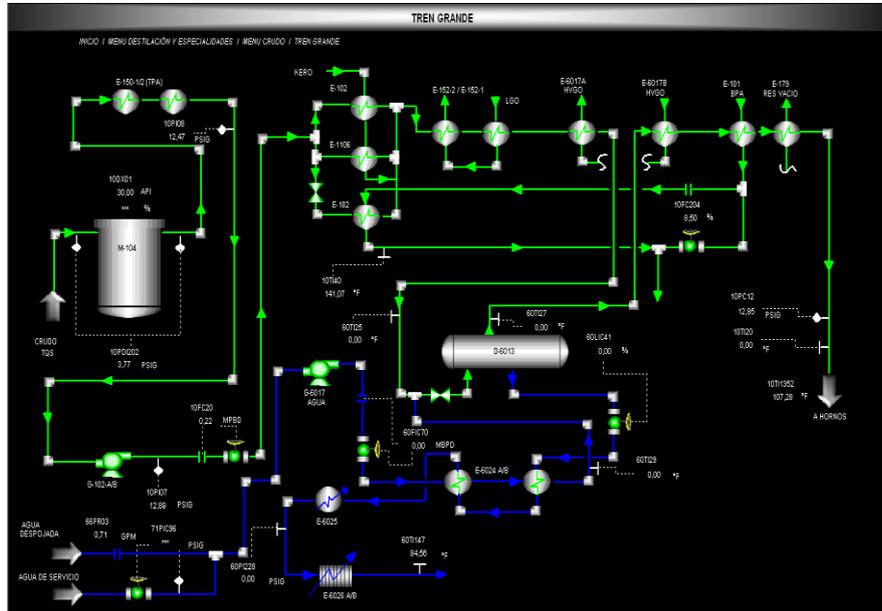
Inicialmente, en el tren grande el crudo es calentado con la recirculación de tope (TPA) de la torre D-101 en los intercambiadores de calor E-105 ½, ingresando a una temperatura de 90°F y saliendo de estos a 167°F, seguidamente el crudo es succionado por las bombas de carga G-102 A/B del tren grande, elevando la presión a unos 390 psig; este flujo es regulado por la válvula controladora 10FIC-20, ajustada al 60% de la carga de crudo total.

La alimentación continúa su recorrido pasando por los intercambiadores en paralelo E-102 y E-1106 intercambiando calor con la corriente de producto de Kerosene y la recirculación de fondo de la torre D-101 (BPA) en el E-182. Los dos últimos equipos distribuyen el crudo a su entrada a través de válvulas de globo para obtener temperaturas de 246, 200, 273°F a la salida de los mismos. De este conjunto de intercambiadores el crudo sale a 240°F pasando a los intercambiadores E-152 ½ de gasóleo liviano atmosférico (LGO) saliendo a 290°F respectivamente. A su salida se encuentra con los intercambiadores E-6017 A/B donde se recircula con una parte gasóleo pesado de vacío (HVGO), en caso de no existir disponibilidad de esta corriente por estar fuera de servicio la unidad de Vacío, se recircula con el residual atmosférico de la D-101. Este conjunto de intercambiadores poseen sistema de desvío que sigue la siguiente secuencia:

- ✓ E-6017A -> D-6013 -> E-6017B
- ✓ E-6017A -> E-6017B -> D-6013
- ✓ E-6017A -> E-6017B (desvío desalador)
- ✓ E-6017A -> D-6013 (desvío E-6017B)

Sin embargo, en la secuencia normal el crudo que entra al intercambiador E-6017A a 290°F sale a 349°F para mezclarse con el agua de lavado y entrar al desalador enfriándose a 10°F. Cuando sale del desalador pasa al intercambiador E-6017B y sale a unos 400°F, pasando luego al E-101 donde intercambia calor con la recirculación de fondo de la D-101, elevándose a un nivel mayor de 420°F de temperatura. Por último, pasa al E-109 donde cambia su temperatura a 490°F al recircular con el residual de vacío, que en caso de no disponerlo intercambia temperatura con el residual atmosférico para luego ir directamente a los hornos (B-101/102/103/104) que proporcionaran la cantidad de calor necesaria al crudo con la cual entrara en la unidad de fraccionamiento atmosférica.

Figura 2.21 Tren Grande de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo RELP (Software Aspen Tech. Infoplus 21).



Linea de Crudo



Linea de Agua de Servicio o de La vado



✓ Tren Pequeño

Para el tren pequeño se tiene en primer lugar con la TPA en el E-107 que ingresa a 90°F saliendo a 120°F de temperatura. Las bombas succionadoras G-101/101A descargan el flujo a 390 psig de presión, regulando el 40% de la carga total de crudo por medio del controlador de presión 10PC-111. En los intercambiadores de calor en paralelo E-160 y E-164, el crudo prosigue su cambios de temperatura de 120°F hasta 258 y 153°F con la recirculación media de la torre D-101 (MPA). Cuando sale del conjunto tiene unos 185°F de temperatura pasando a los intercambiadores en paralelo E-181 y E-102A. Saliendo de este conjunto el crudo ha alcanzado unos 230°F con lo cual se envía a los intercambiadores E-6019 A/B y al desalador D-6014. La otra parte de HVGO se recircula en los E-6019 A/B, como ocurre en los E-6017 del tren grande.

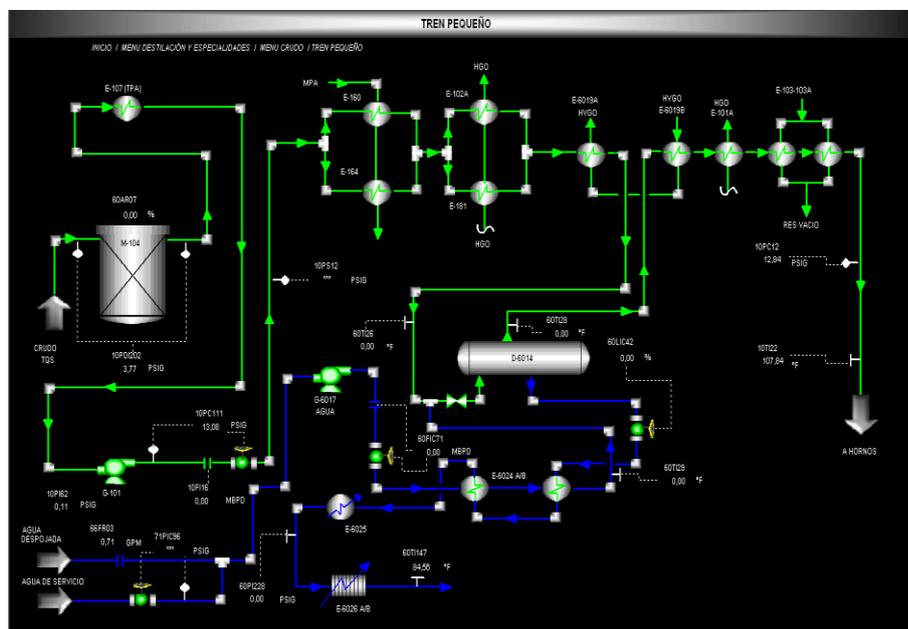
Aquí también se presenta las mismas facilidades en los sistemas de desvío a través de las siguientes secuencias:

- ✓ E-6019A -> D-6014 -> E-6019B
- ✓ E-6019A -> E-6019B -> D-6014
- ✓ E-6019A -> E-6019B (desvío desalador)
- ✓ E-6019A -> D-6013 (desvío E-6019B).

Por lo general, el crudo sale a 310°F del E-6019A, se mezcla con agua de lavado y entra al desalador D-6014 y sale a 300°F. Luego pasa al E-6019B y sale a unos 385 °F, en ese instante el crudo es enviado al intercambiador E-101A, saliendo a 408°F al ser recirculado con gasóleo pesado atmosférico (HGO). Finalmente se encuentra con los intercambiadores en paralelo E-103 y E-103A donde se calienta a temperaturas de 475°F y 442°F respectivamente. A la salida del conjunto el crudo está a unos 460°F, en este caso, se cumple la misma recirculación con el residual atmosférico sino se dispone de HGO.

Ambos trenes se comunican a la salida por una línea conocida como “múltiple de crudo”, donde la presión es balanceada a la entrada de los hornos (B-101/102/103/104) la cual debe mantenerse por debajo de 180 psig.

Figura 2.22 Tren Pequeño de Pre calentamiento de la Unidad de Crudo RELP (Simulador Aspen Tech. Infoplus 21).



Linea de Crudo



Linea de Agua de Servicio o de La vado



De esta manera se cumple el recorrido térmico del crudo de alimentación en cada rama del tren de pre calentamiento siendo tratado en los desaladores para sus siguientes transformaciones en las torres de refinación.

2.14.2 Características del Sistema de Tratamiento Químico.

Para enfatizar el proceso de desalación y deshidratación de la dieta de crudo en la RELP, es importante la descripción general del sistema que incluye la información básica sobre las especificaciones técnicas requeridas para definir el tratamiento químico tales como: el esquema de dosificación, monitoreo y control, seguidamente los parámetros de diseño y operación en los desaladores de crudo y en el sistema de tope de la columna atmosférica

En la etapa en la cual el petróleo crudo ha pasado a través de los desaladores electrostáticos D-6013/14, a objeto de reducir el contenido de sales corrosivas y el depósito de impurezas en los intercambiadores de calor, ya que por permanencia de las sales en la superficie de transmisión de calor se genera una tasa de corrosión producto de los ácidos formados por descomposición de los cloruros, se le inyecta a la dieta una mezcla de agua limpia proveniente de la unidad de tratamiento (Servicios Industriales ò de Aguas Agrias) en un volumen de agua aproximado de 4 a 7% de la carga de crudo, a las cuales durante el proceso de lavado tambien se le incorpora el agua proveniente del tambor condensado D-107. Estas fuentes de agua se calienta en el intercambiador E-6024A/B pasando de 90°F a una temperatura de 230°F, a la cual se encuentra el crudo cuando ingresa a los deshidratadores y es distribuida a estos por controladores de flujo de agua 60FIC70 (D-6013) y 60FIC71 (D-6014), empleando las bombas G-6017 A/B que luego impulsan la mezcla de agua- crudo a los desaladores, y para favorecer el proceso de remoción se le adiciona una dosis de demulsificantes. La inyección de químico se realiza a través de bombas de desplazamiento positivo (M-6008) que poseen sistemas de medición y tanques reservorio para el químico. Antes de dividirse la carga en los dos trenes de precalentamiento, también es incorporado al agua inyectada como proceso de lavado.

La corriente formada por crudo, agua y demulsificante pasa a través de una válvula mezcladora donde se produce una caída de presión entre 5-13psig, tal que mejore el contacto crudo salado y agua. De esta manera, las sales presentes en el crudo se diluyen en el agua y bajo la acción de un campo eléctrico se producen la ruptura de la emulsión agua-crudo. La fuente de agua se drena por el fondo de los desaladores pasando al intercambiador y enfriador de placa E-6025 y E-6026A/B, y de allí hacia la Planta de Tratamientos de Efluentes. Mientras que el crudo ya tratado proveniente del tren de precalentamiento, sale por el tope de los desaladores y pasa a línea colectora de presión múltiple que debe estar entre 180-190 psig, en caso contrario indicaría un alto valor de agua en el crudo desalado.

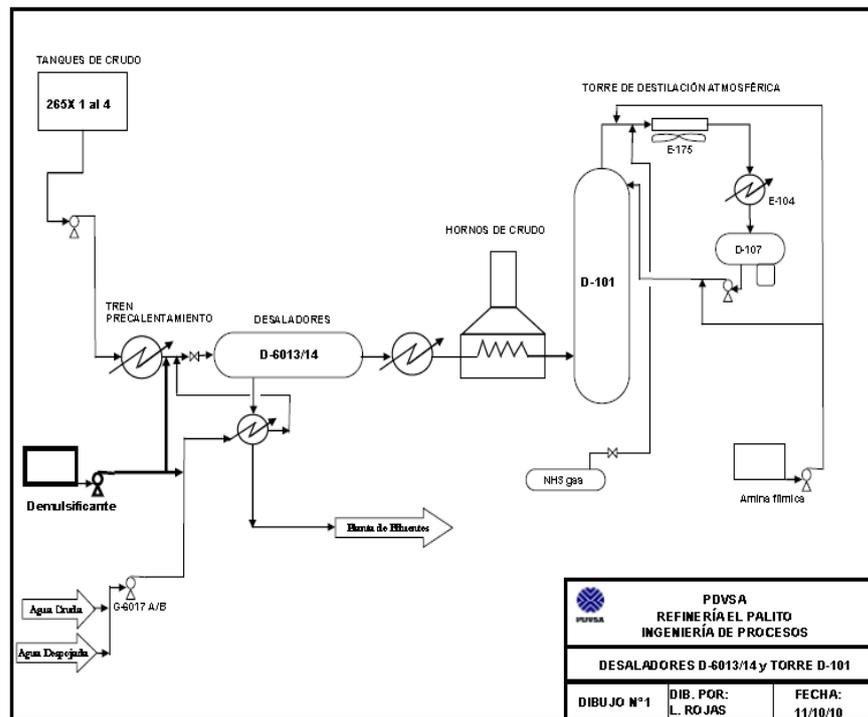


Figura 2.23. Esquema del sistema de inyección de demulsificantes en los desaladores de Crudo de RELP. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2017).

2.14.3 Unidades de Desalación de RELP

La Refinería el Palito tiene un sistema de desaladores en paralelo para hacer el lavado previo del crudo antes de ser enviado a la torre de destilación atmosférica D-101.

Este sistema está compuesto por dos desaladores How Beker, que operan según como se detallan:

- ✓ D-6013: 12' x 65' HB baja velocidad.
- ✓ D-6014: 12'x 40'HB baja velocidad.

Sus características son:

Tabla 2.6 Parámetros de diseño de los Desaladores RELP. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2017).

EQUIPO	D-6013	D-6014
Diámetro, pies	12	12
Longitud, pies	65	40
Capacidad nominal, MBD	66	44
GRAVEDAD API	23-30	23-30
Agua, %	1-2	1-2
Sal, lb/1000Bbl (max 50 PTB)	10-20	10-20
Presión, psig	324	324

Las condiciones de operación de cada desalador están reflejadas en la siguiente tabla:

Tabla 2.7. Variables de Operación en los Desaladores RELP. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2017).

DESALADOR	D-6013 (TREN GRANDE)	D-6014 (TREN PEQUEÑO)
Carga, MBD	78 – 84	52 – 56
Temperatura Entrada, °F	230-390	230-390
Presión de operación, psig	260-270	260-270
Nivel de la interfase, %	60 – 62	60 – 62
Voltaje, kvolt	16	16
Amperaje, Amp	70	40
Agua de Lavado, BDO	4500	2500
BSW	0.2 – 0.8	0.2 – 0.8
Sal en crudo de entrada, PTB como NaCl, MgCl ₂ , CaCl ₂	4 – 12	4 – 12
Sal en Crudo de salida PTB como NaCl, MgCl ₂ , CaCl ₂	1– 2	1– 2
Agua en crudo desalado, %	0.48 - 0.8	0.33 - 0.8
Máx. Cloruro en agua de lavado entrada al desalador, ppm como Cl	50	50
Min. Cloruro en agua de salida del desalador, ppm como Cl	50	50
Eficiencia Desalación, % (óptimo 85%)	75	75

2.14.4. Problemática Actual: Impactos originados en el sistema tope de la torre D-101 por la incursión de agua con el Crudo de Alimentación a la RELP.

La carga hacia la Unidad de Crudo, ha estado condicionada por los impactos asociados al incremento de operación de la temperatura en el tambor D-107, en el tope de la columna atmosférica sobre el sistema de compresión (G-111's) de gases de la destiladora, trayendo como consecuencia un excesivo volumen de flujo de gas inmanejable a esos sistemas, desencadenando la liberación de los gases a los sistemas de alivio (mechurrios) y limitando la capacidad de manejo de los líquidos permisibles en los equipos de compresión, lo que provocó daños mecánicos de los mismos. La disminución de la carga fue realizada con la finalidad de menguar ese incremento de temperatura al tambor, aliviar los sistemas de mechurrios con los gases y arrastre de los líquidos hacia los compresores.

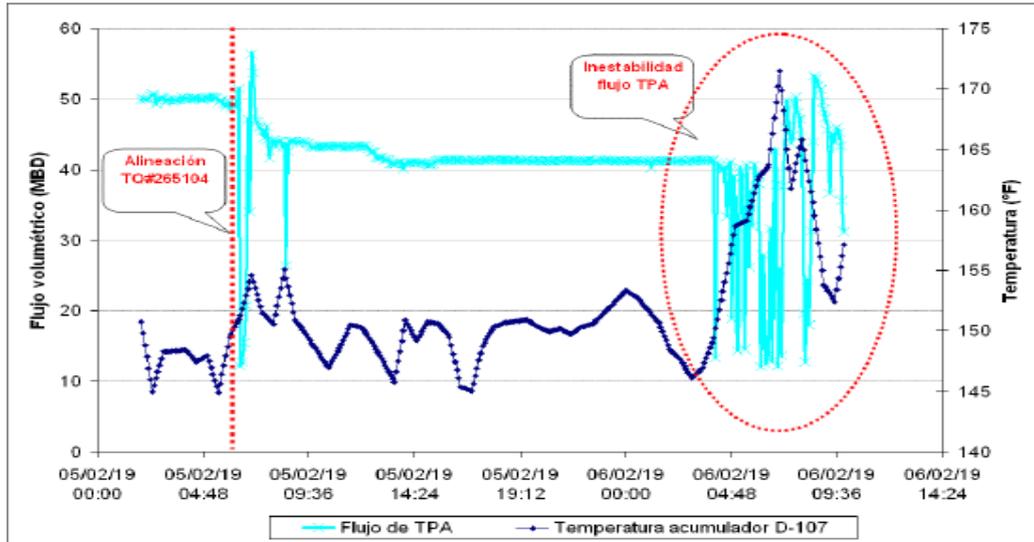
Cabe definir, que el tambor acumulador es un separador trifásico de acción temporal, que separa mezcla de líquido-vapor e hidrocarburos que se encuentra en equilibrio termodinámico a ciertas condiciones de operación definida, cuya presión oscila entre 10-12 psig a una temperatura entre 110-130 °F, bajo estas mismas condiciones ingresa el agua como vapor de despojamiento a la torre D-101. En cuanto a la corriente de gas, esta es enviada a un tambor de succión de los compresores G-111's para luego ser comprimidos y enviarlos como carga a la torre estabilizadora de naftas D-104 con la corriente de NSE (nafta sin estabilizar).

Los compresores de gas disponibles hasta el presente son el G-111 y G-111A, un tercer compresor el G-111B, está fuera de servicio por fallas catastrófica del eje, por irrupción de agua. Finalizando el 2018 y en el transcurso del año 2019, los equipos compresores reportaron desajuste de sus componentes internos como: daños de válvulas de admisión, dificultad de movimiento ocasionado por la presencia de carbón, consecuencia directa de las altas temperaturas de operación con gas en el compresor G-111.

Es el hecho, que desde el mes de octubre del 2018, el tambor acumulador D-107 ha superado valores de temperatura a lo máximo permitido de 130°F llegando alcanzar rangos entre 170-200°F, a causa de los siguientes escenarios operacionales:

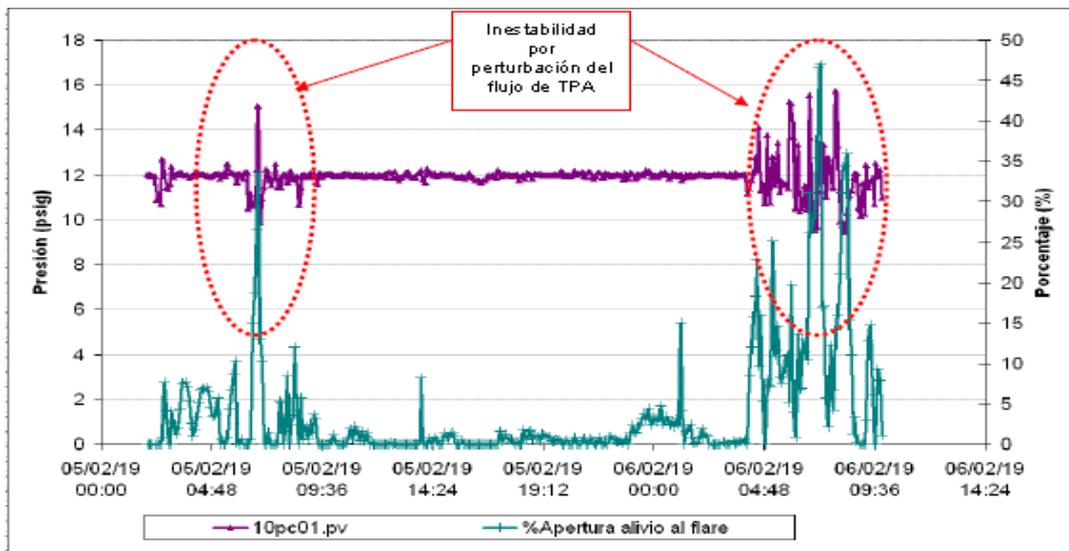
- ✓ Deficiencia e inoperatividad de enfriadores de agua (E-104's) y aerofriadores (E-175's) para retiro de energía de calor en el sistema de tope de la torre atmosférica.
- ✓ Falta de mantenimiento y limpieza de condensadores de tope (E-104's).
- ✓ Por problemas de estratificación en los tanques de almacenamiento de crudo y falta de mezcladores para homogeneizar la mezcla constantemente, se ha variado la composición de la dieta a la Unidad provocando mayor ingreso de compuestos livianos por ende mayor producción de gases, naftas, y reprocesamiento de Slop para hacer la carga más viscosa y pesada en el proceso.
- ✓ Otro factor preponderante es el alto contenido de agua que ha incursionado a la torre junto con el contenido de sales presentes por falta de deshidratación del crudo, reportándose valores mayores por contenido de agua en Oleoducto Barinas-Apure de 4,9% superando lo típico de 0,25%, y un contenido de agua de hasta un 5% en comparación a lo máximo permisible de 0.3% en el crudo por cabotaje.

El sistema de tope de la unidad de crudo, ha presentado para el año 2019 recurrente inestabilidad por fluctuaciones bruscas en el flujo de recirculación de tope de la TPA entre 12-50 MBD, provocados por aumento de volumen de agua en la dieta, interfiriendo en los periodos de operación de la temperatura del tambor D-107 hasta alcanzar 174°F, eventos que se observan reflejados para los días 5 al 6/02/2019 registrándose en la siguiente grafica un contenido de agua de 3,2% para lo máximo de 0,8% recomendado:



Gráfica 2.1. Tendencias de Flujo de TPA y Temperatura del tambor D-107. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

La situación descrita también provocó perturbaciones en la presión del tambor acumulador generando descontrol en la apertura de la válvula controladora de presión de tope de la columna atmosférica, lo cual se puede visualizar en la siguiente gráfica:



Gráfica 2.2. Tendencia de presión del tambor D-107 y apertura de la válvula 10PC01. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

La ineficiente condensación del agua en los equipos y la incompleta condensación de hidrocarburos pesados (C_5^+) que vienen con los gases enviados a los sistemas de compresión para condensar, producto de la influencia de presión, origina constantes daños que afectan la integridad de los sistemas de alivio y los compresores, ya que los mismos no están diseñados para manejar líquidos dado que estos son incompresibles como tampoco altas corrientes de gas.

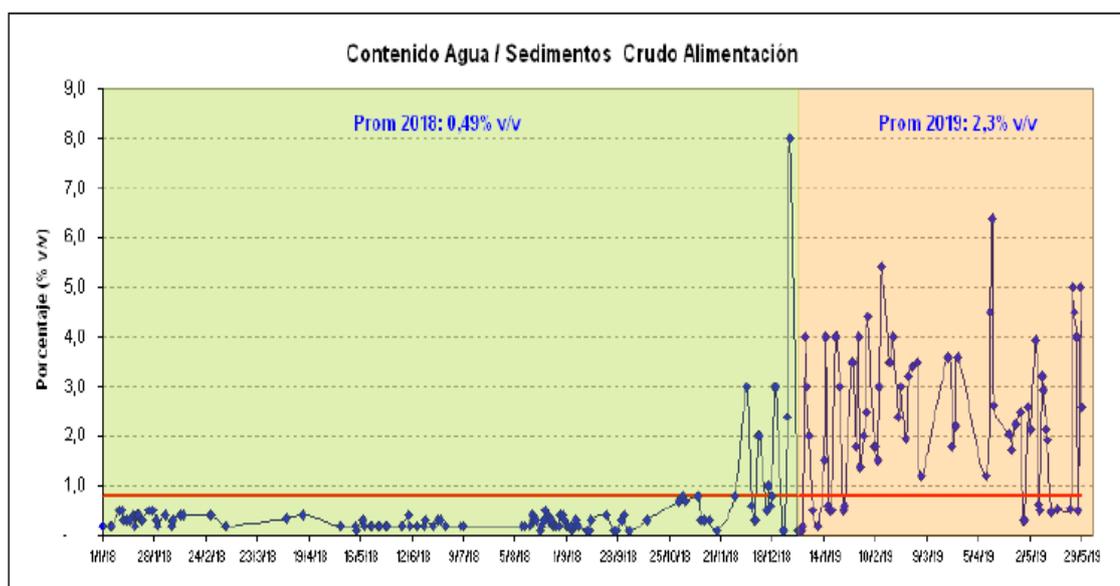
En vista, del impacto generado por el flujo de gases en el tambor D-107 y gracias a la incursión de agua, y el tipo de crudo alimentando a la unidad D-101, para las fechas 5 y 6/02/2019 se consideraron los siguientes factores para evaluar las condiciones de operación registrados por el evento de incursión de agua y exceso de livianos:

Tabla 2.8. Factores de operación considerados por impactos en la Unidad de Crudo de RELP 2019. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

Parámetros	Valor de Operación
Carga de crudo a la Unidad D-101	80,0MBD @ 630°F (Temperatura límite de tope TLT)
Composición de la Dieta	90% Crudo Mesa 30 y 10% Crudo Guafita Blend
Contenido de Agua en la Carga	5%
Flujo de Top Pump Around (TPA):	10 MBD.
Temperatura de tope de la torre D-101	290°F
Temperatura del acumulador D-107	170°F
Presión del acumulador D-107	12 psig
Temperatura de retorno de TPA	160°F

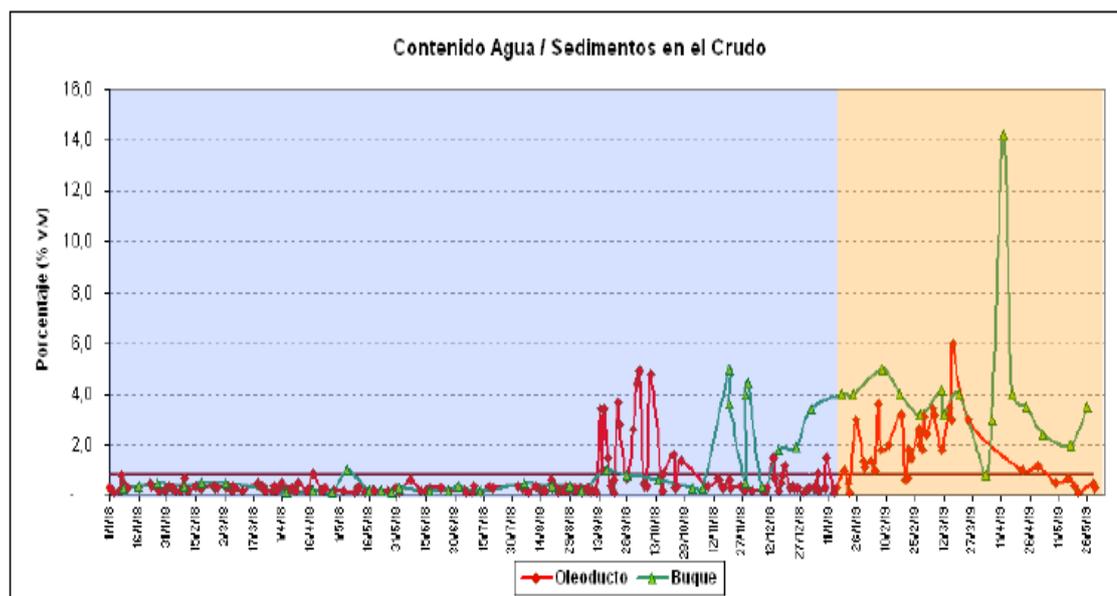
De acuerdo al reporte de estas variables de operación en la Unidad de Crudo, determinaron que el flujo de corriente de gas aumentaba progresivamente hasta superar la capacidad máxima de 50% de los compresores a un nivel de 380%, condición que activo los sistemas de alivio asociados al tope de la torre por el aumento de presión y los límites de capacidad para manejar dicha corriente de flujo. Además, los hidrocarburos pesados también incrementaron a 300% de su volumen ya que no condensaban en el tambor D-107 en las condiciones normales de operación. El índice de flujo fue en progreso hasta alcanzar los compresores, condensando y causando la falla de los sistemas de compresión, por arrastre de líquidos en el gas comprimido, de acuerdo a los análisis de fallas realizados. Este hecho ha sido consecuente, manteniendo la carga de la unidad de crudo limitada por la no disponibilidad de dos de los sistemas de compresión de los 3 requeridos por diseño.

El alto contenido de agua en el crudo de alimentación que ha limitado la carga a la unidad se ha reportado en valores promedios en el año 2018 de 0,49%v/v y para el año 2019 en un 2,3%v/v en comparación con lo máximo permitido de 0,8 % v/v por diseño lo cual se puede visualizar en la gráfica:



Gráfica 2.3. Contenido de agua en el Crudo de Alimentación a la Unidad de Crudo años 2018-2019. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

Como se puede apreciar, desde el mes de noviembre del año 2018, y parte del 2019, el continuado incremento de agua ha sido producto de la disminución de la calidad de los crudos recibidos tanto por oleoducto como por cabotaje en la RELP, inclusive llegándose a reportar porcentajes en un 14% en el aumento de agua, lo cual se ve reflejado en la gráfica:



Gráfica 2.4. Contenido de agua de los Crudos de Oleoducto y Buques años 2018-2019. (Informe Técnico PDVSA RELP, 2019).

Para el año 2019, los reportes arrojados en cuanto a los crudos que componen la dieta de RELP presentan valores promedios de agua 1,54% por oleoducto y de 4,02% por buque tanqueros respectivamente. Esto ha traído como consecuencia la vaporización súbita en el fondo de la torre D-101, provocando desajuste en la integridad mecánica interna de la unidad, así mismo la corriente de vapor de agua ha limitado la capacidad de la destiladora para condensar los hidrocarburos, ya que la condensación del agua ha consumido la mayor cantidad de energía transferida por los equipos intercambiadores, situación que se ha traducido en mayor cantidad de hidrocarburos no condensados que originan sobrepresión en el sistema y siendo estos liberados por la válvula controladora hacia el flare (mechurrio).

Todos estos factores operacionales antes descritos, han permanecido en la actualidad afectando de manera significativa la carga máxima recomendada a procesar debido al impacto del contenido de agua en el crudo de alimentación para mantener la temperatura del tambor D-107 y el circuito tope de la unidad. Como bien sabemos, la inoperatividad de los desaladores influencia negativamente en los resultados operacionales de las torres de destilación ya que no se ha podido brindar no solo una eficiente desalación sino deshidratación al crudo, al no perder la cantidad necesaria de agua que en conjunto con la dieta proporcione un contenido máximo y estable de volumen manejable en los sistemas asociados a la unidad, situación por la cual ha disminuido la capacidad de amortiguación de la planta de crudo ante un incremento excesivo de contenido de agua en la dieta energética.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

En el presente capítulo, se describirá la metodología como los procedimientos aplicados en la fase experimental que incluyen las evaluaciones realizadas para la posterior presentación de resultados, de manera de poder alcanzar los objetivos del TEG, y así mismo responder a la problemática de la empresa.

3.1. Población y Muestras de Estudio

A efectos del desempeño funcional de los demulsificantes fueron considerados los rompedores de emulsión de la empresa proveedora NALCO utilizados en la Unidad de Crudo para el tratamiento en los desaladores de RELP, como el proveniente del Centro de Refinación Paraguaná (CRP).

El Crudo de Alimentación ingresado a refinería presenta las mismas características en su composición con una gravedad de 29°API. El Crudo dosificado con los químicos de NALCO lo llamaremos Crudo A. Y los Crudos dosificados, con el producto químico utilizado en la prueba de botella los llamaremos Crudo B y Crudo C, estas muestras fueron tomadas directamente de los buques tanqueros, cada una con una diferencia significativa en porcentaje de agua de 1,32% y 9%. En el cuadro siguiente se describe con detalle las propiedades físico-químicas más relevantes de los productos evaluados.

Tabla 3.1. Caracterización de Demulsificantes

Producto	D1	D2	D3
Nombre Comercial	LA3172V	LA3548V	EC2472A
Proveedor	NALCO	NALCO	Refinería de Amuay
Aplicación del Producto	Rompedor de Emulsión	Rompedor de Emulsión	Rompedor de Emulsión
Composición/ Ingredientes	Dato No Disponible	Butoxietanol Kerosene, Naftaleno	Nafta Aromática Pesada, Kerosene, Naftaleno,1,2,4 Trimetilbenzeno Etilbenzeno
Densidad	0,90-0,94g/cc (25° C)	0.98 - 1.01 g/cc	0.96g/cc 8.0lb/gal
Viscosidad Cinemática	Dato No Disponible	392.9 mm ² /s (0 °C)	53 mm ² /s (40 °C)
Apariencia	Marrón Claro	Amarillo	Marrón Oscuro
Punto de Inflamación	48 °C.	61.1°C	56 °C
Aspecto Físico	Líquido	Líquido	Líquido
Olor	Hidrocarburo líquido	Orgánico	Hidrocarburo líquido
NFPA/ HMNIS	Dato No Disponible	Salud:2*, Inflamabilidad: 2, Peligro: 0	Salud:2*, Inflamabilidad:2, Inestabilidad: 0

3.2 Materiales

3.2.1. Instrumentos y Equipos

- ✓ Botellas graduadas de 100ml.
- ✓ Pipetas
- ✓ Probetas
- ✓ Equipo Baño de María
- ✓ Centrífuga.

3.2.2. Insumos y Reactivos

- ✓ Petróleo Crudo.
- ✓ Agua de lavado.
- ✓ Demulsificantes.
- ✓ Tolueno saturado.

3.3. Metodología Experimental

La ejecución de las Prueba de Botellas se basó en el procedimiento técnico utilizado por NALCO “FT-006 Bottle Test for Chemical Selection”, ajustado y adaptado a los materiales, instrumento e insumos disponibles en el laboratorio industrial de la RELP, el cual se describe de la siguiente manera:

1. Se recolecta 1 litro de muestras representativas de cada uno de los crudos de alimentación.
2. El paso siguiente fue medir 7ml de agua de servicio en las botellas graduadas, al no contar con agua de lavado.
3. Posteriormente se llenó las botellas graduadas con cada una de las muestras de crudo hasta 100ml. Dos patrones de referencias (Blancos) fueron preparados solo con agua y crudo, sin aditivar los demulsificantes a los tubos centrifugas.

4. Seguidamente se dosificaron los químicos demulsificantes en las botellas en los rangos de concentración establecidas. En este paso, para aditivar la concentración deseada de los químicos se realizó una dilución de los productos. El método de NALCO indica la dilución de la concentración del demulsificante con 0.1% de xileno, el laboratorio de RELP solo cuenta con tolueno acotando que este reactivo tiene tendencia a absorber agua; Para los ensayos, se utilizó tolueno saturado con el fin de evitar que el mismo absorbiera agua ocasionando errores a la hora de realizar la remoción de agua en el crudo.
5. Luego fueron colocadas en Baños de María a una temperatura entre 180°F-200°F.
6. Se esperó un tiempo de 15 minutos para equilibrar las temperaturas de las botellas.
7. Transcurrido los 15 minutos el contenido de la mezcla fue mezclado por agitación manual (por ausencia de equipo mezclador), esto por un tiempo de 10 a 20 segundos.
8. El contenido de la emulsión se deja por 15 minutos más en Baño de María hasta completar un tiempo total de 30 min (tiempo de residencia por diseño en los desaladores).
9. Como el tubo tipo zanahoria no cuenta con una lectura precisa, de forma que se lograra leer el resultado sin generar un error de paralaje, se tomó una alícuota de 50 ml tanto de las muestras previas al tratamiento químico como a los Blancos y aplicando el método ASTM D4007 de Contenido de Agua y Sedimento pudo apreciarse el agua restante en los crudos después de haber sido dosificados, es decir Contenido de agua final vs. Contenido de agua inicial.
10. Por último, se evalúan los tratamientos químicos, realizadas con las muestras, seleccionando el o los productos que arrojaron la mayor cantidad de agua decantada en las Pruebas de Jarra.

Algunos de los productos evaluados son de pruebas existentes durante el tratamiento de desalado reportados en tiempo real.

3.4. Análisis de resultados

La evaluación de los demulsificantes LA3172V y LA3548V utilizados en la industria, está basada en datos suministrados en forma operativa en función de los datos de planta, a los cuales calcule los promedios de %A&S, Contenido de Sales (PTB) como de Agua de Lavado suministrado en el proceso, correspondientes para periodos específicos y de esta forma valorar la eficiencia de los productos químicos.

De la misma manera, son analizados los resultados obtenidos en la prueba de botellas con el demulsificante EC2472A inyectado en las muestras provenientes por cabotaje a una concentración de 5ppm. La prueba realizada intenta simular de forma conservadora el proceso de los desaladores, debido a que en el experimento no se toma en cuenta el efecto del campo eléctrico que se tiene en el interior de los equipos y el tiempo de residencia en función a la carga manejada en planta. Así mismo, se determina por medio de métodos estadísticos la tendencia de dosificación de cada demulsificante. Por último, se realiza la evaluación técnico- económico correspondiente de acuerdo al desempeño de cada demulsificante. Los mencionados resultados se muestran con detenimiento en el capítulo IV, resultados y discusión, del presente TEG.

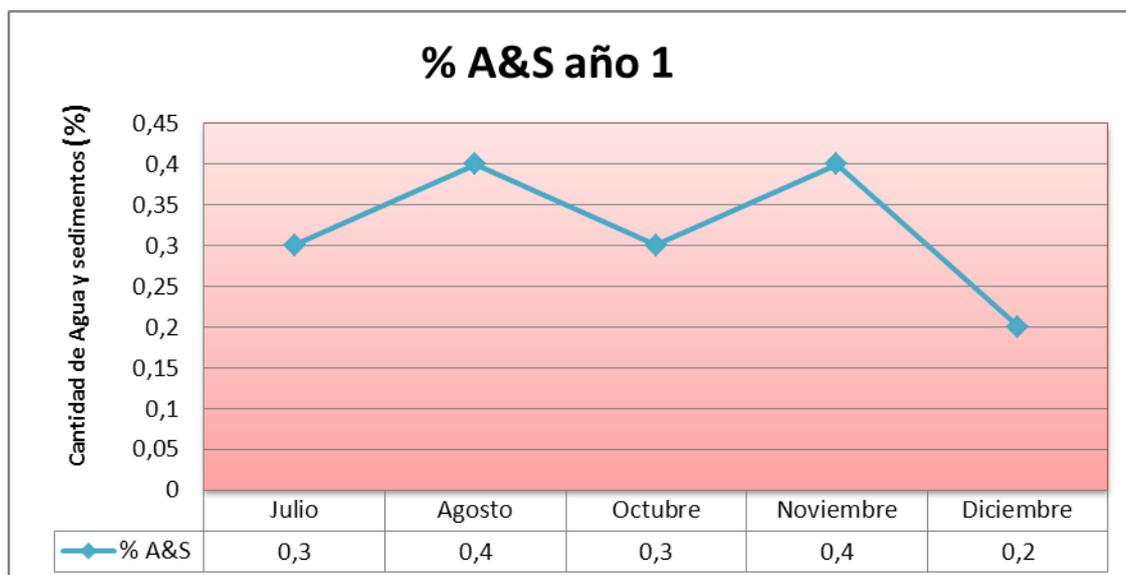
CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron los análisis de %A&S y sales en crudo a los demulsificantes LA3172V y LA3548V para el tratamiento químico aplicado durante los procesos operacionales en los desaladores de RELP en un periodo de 4 años y un año adicional. Se analizó y comparo los resultados obtenidos con la prueba de botellas en el año 2020 realizada al químico EC2472A evaluando la factibilidad de su uso en el crudo de alimentación de la RELP.

4.1. Demulsificante LA3172V

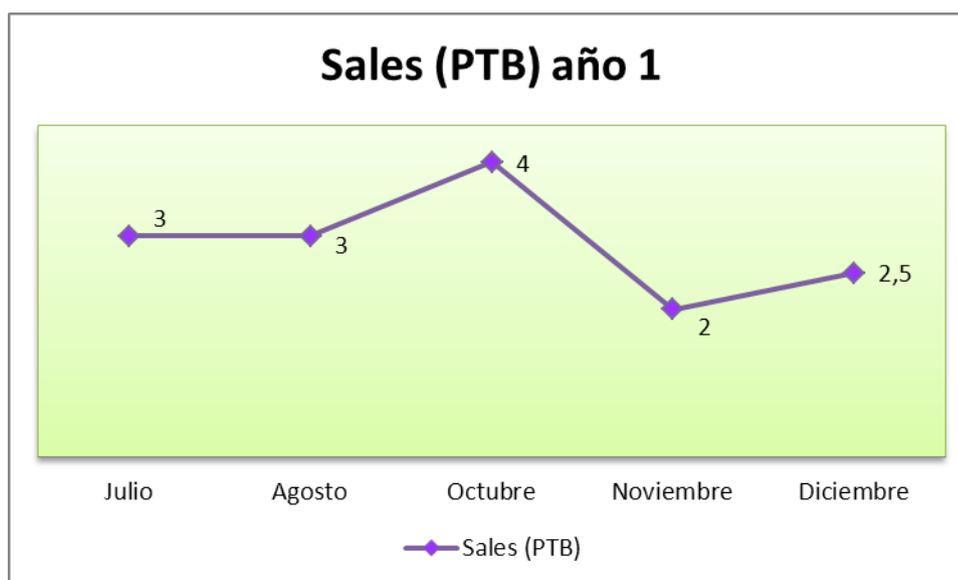
Grafica 4.1. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 1



En la gráfica 4.1 se observa la cantidad de agua promedio decantada durante el tratamiento del crudo con el químico demulsificante LA3172V, para los meses reflejados en el año 1 de aplicación

A la salida de los desaladores el producto separo un %A&S como valor minimo en el mes de diciembre 0.2%, el valores máximos observado de 0.4% fue para agosto y noviembre y un valor promedio de 0.3% en julio y octubre. La dosis promedio de LA3172V en estos meses se mantuvo entre 4-8ppm, de acuerdo a la carga de crudo entre 133-137MBD para un consumo promedio entre 24-38 gal/día para los meses reflejados de ese año. El demulsificante utilizado tuvo un alto consumo en el proceso, lo cual afecta el rendimiento y la rentabilidad durante el tratamiento por las mayores dosis a utilizar. Sin embargo, los valores obtenidos de %A&S a la salida de los equipos desaladores cumplen con la especificación requerida (<0.8%) para entrar el crudo a la torre.

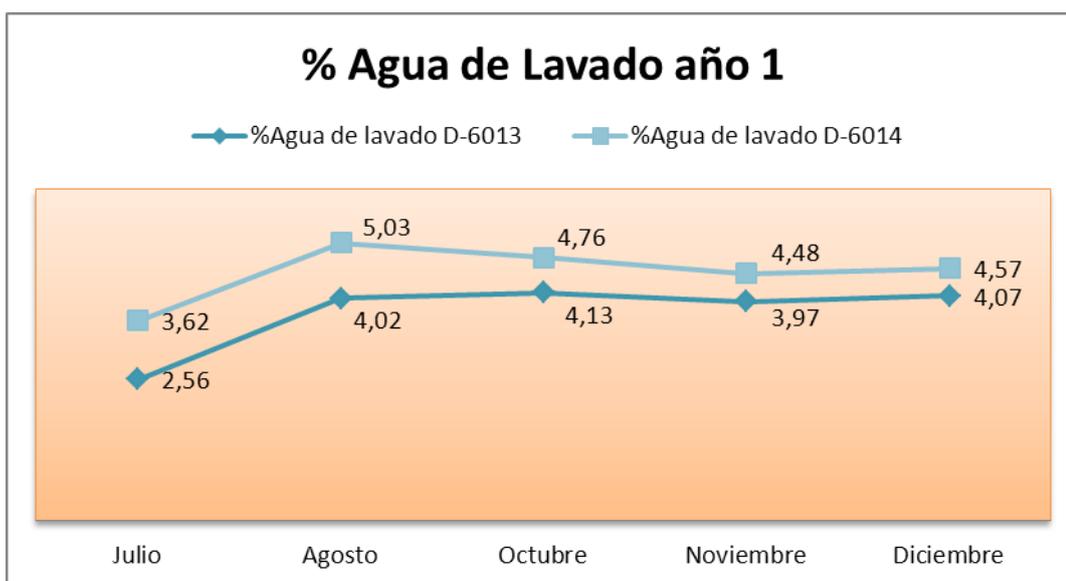
Grafica 4.2. Valores Promedios de Contenido de Sal en el crudo año 1.



La tendencia en contenido de sales promedio del año se mantuvo fuera del parámetro de control entre 2 y 5 PTB, el valor máximo en contenido de sales y fuera de especificación se observó en el mes de octubre con 4PTB, mientras que para julio, agosto y diciembre se mantuvo estable en un valor de 3PTB a diferencia del mes de noviembre que se obtuvo un contenido de 2PTB, valor dentro del parámetro de control requerido a la salida de los equipos electrostáticos.

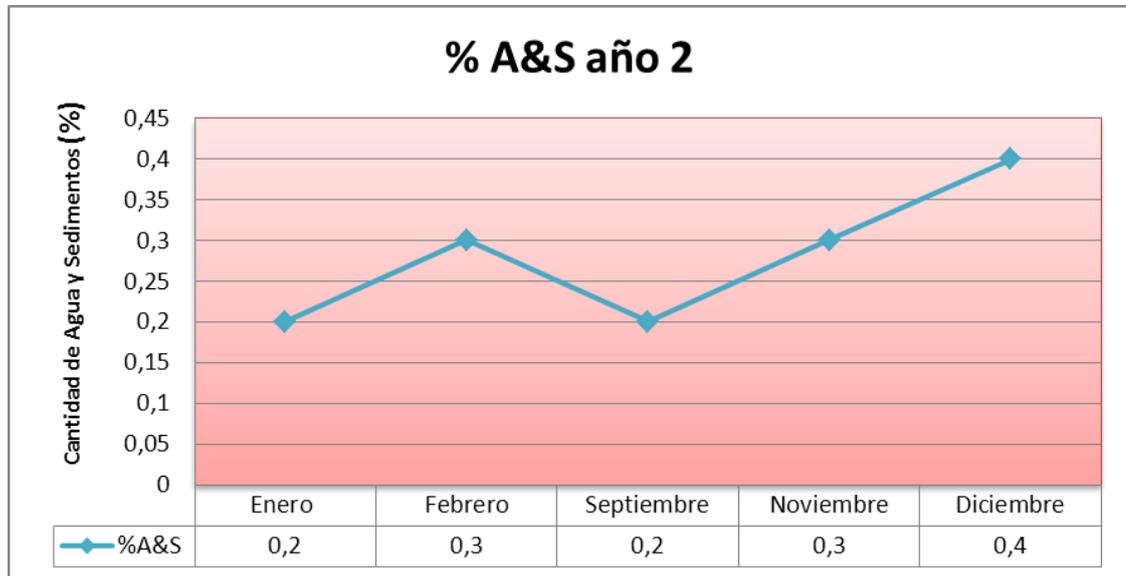
Las sales permanecieron fuera de la especificación debido al déficit en el suministro de agua de lavado a los equipos como se puede observar en la siguiente grafica 4.3.

Grafica 4.3. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 1



Se puede analizar un desempeño bajo para el desalador D-6013, considerando que se trabajó con un porcentaje de agua de lavado promedio menor a 4.5% mínimo, razón por la cual hubo variaciones en estos meses, en ocasiones no se obtuvo la remoción de sales correspondientes < 2PTB a la salida de los equipos. Sin embargo, en los días de mayor flujo, mejoró el porcentaje de desalado.

Grafica 4.4. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 2



Para el año 2, como se muestra en la figura, el % A&S tuvo variación entre 0.2-04%; valores estables se reflejan en los meses de enero y septiembre con 0.2% como en febrero y noviembre con 0.3% y valor máximo en diciembre de 0.4% de A&S, entrando una vez más dentro de la especificación establecida.

El producto demuestra un buen rendimiento y poder deshidratante dosificando a un promedio del químico entre 4-6ppm para un consumo en el año entre 24-30gal/día valores que reportaron estabilidad aplicando el producto en función de la carga entre 130-135MBD.

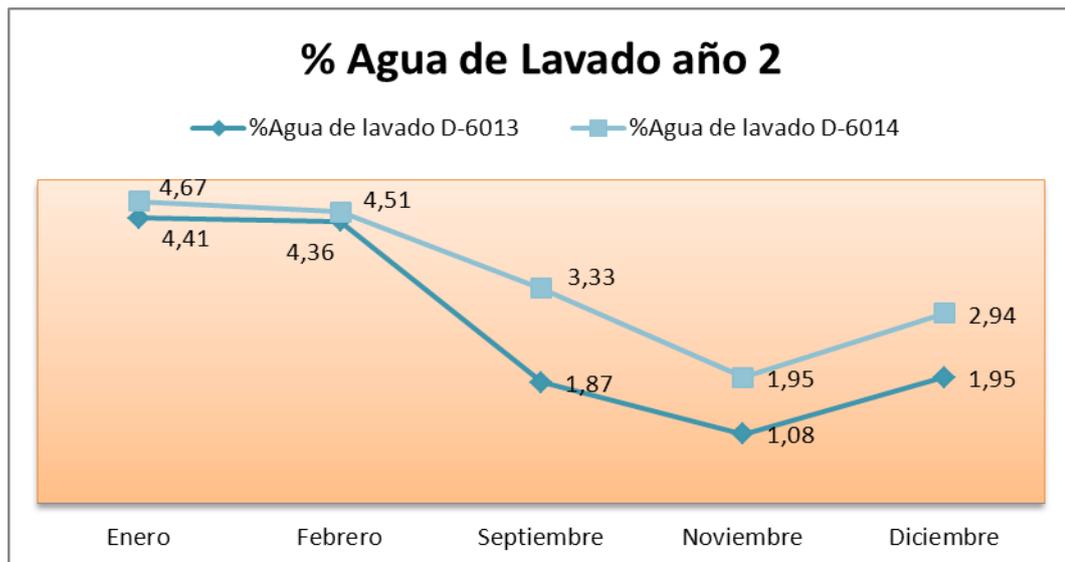
Para este tiempo el gasto del producto fue menor manteniendo un contenido de agua en forma similar al año 1.

Grafica 4.5. Valores Promedios de Contenido de Sal en el crudo año 2



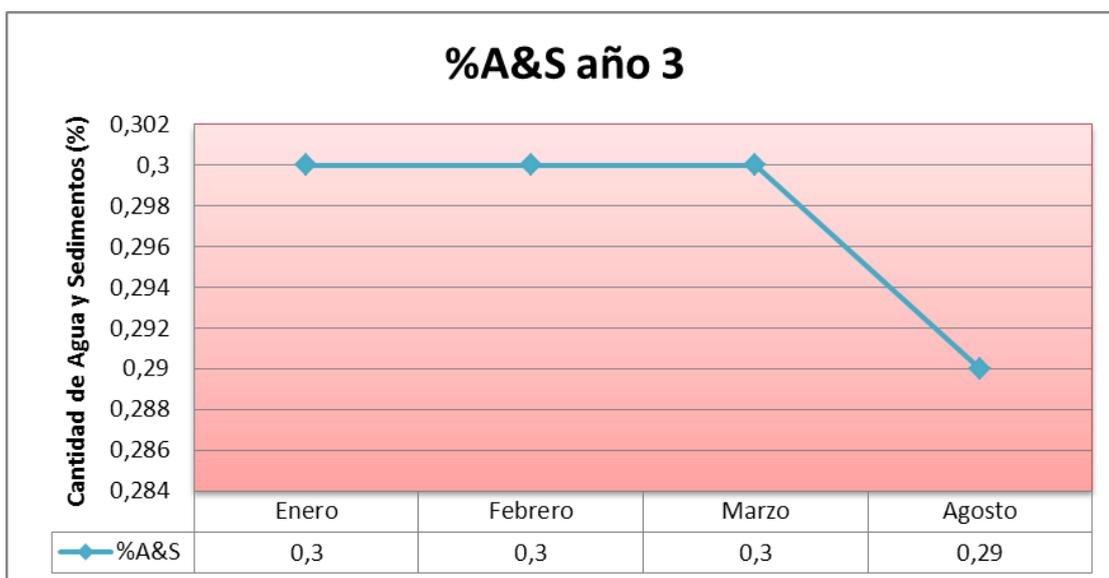
El contenido de sales reportó valores promedios de 2 y 5 PTB durante el año 2, valores dentro y fuera de especificación. Como valor mínimo reflejado en el mes de septiembre de 2.2 PTB y valor máximo de 5 PTB en el mes de febrero de ese año.

Grafica 4.6. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 2



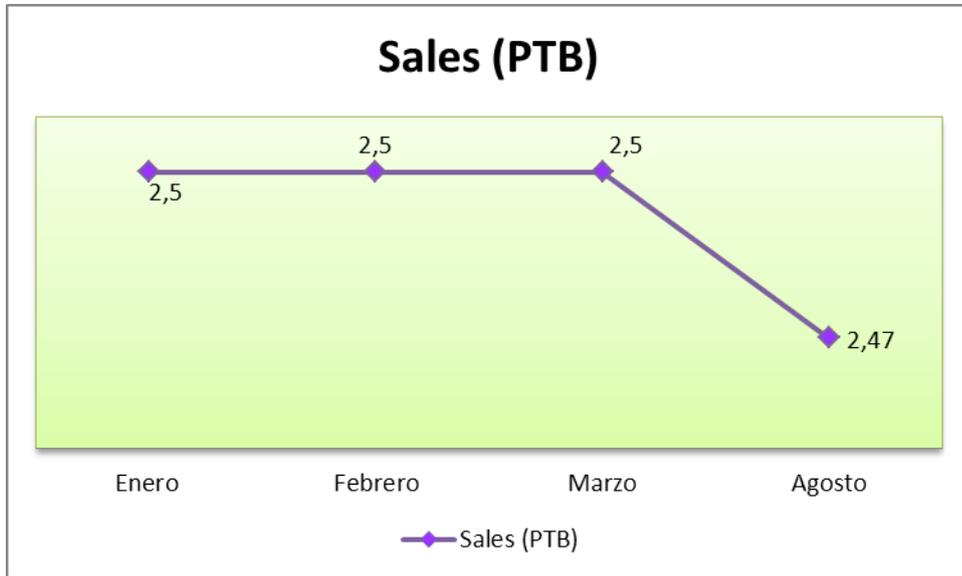
Se observó con la data disponible un desempeño bajo para el desalador D-6013. En este año, el porcentaje de agua de lavado tuvo mejoría pero también fue bajo en comparación con los meses del año anterior, el nivel es bajo debido a los problemas que presentó la válvula de control del equipo.

Grafica 4.7. Porcentaje Promedio de Agua y Sedimentos año 3



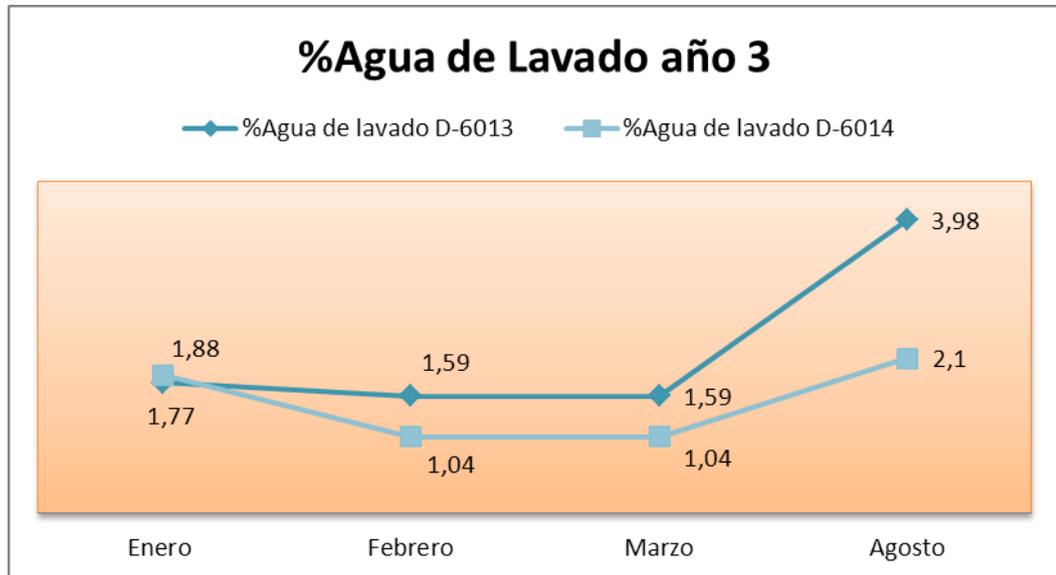
En los meses mostrados del año 3, la carga de crudo promedio fue entre 128,75-133,78 MBD, en función de esto la dosis promedio de demulsificante fue de 4,64-5,44 ppm y a una razón de 26 y 30 gal/día durante los meses del año 3, la acción del demulsificante en conjunto con la actividad en los desaladores permitió mantener el %A&S en 0.3%, menor al límite de control de 0.4%.

Grafica 4.8. Valores Promedios de Contenido de Sal en el crudo año 3



El suministro insuficiente de agua de lavado género que no se alcancen una concentración de sales a la salida del desalador por debajo de 2 PTB, como se ve en grafica 4.9

Grafica 4.9. Promedio Porcentaje Agua de Lavado año 3

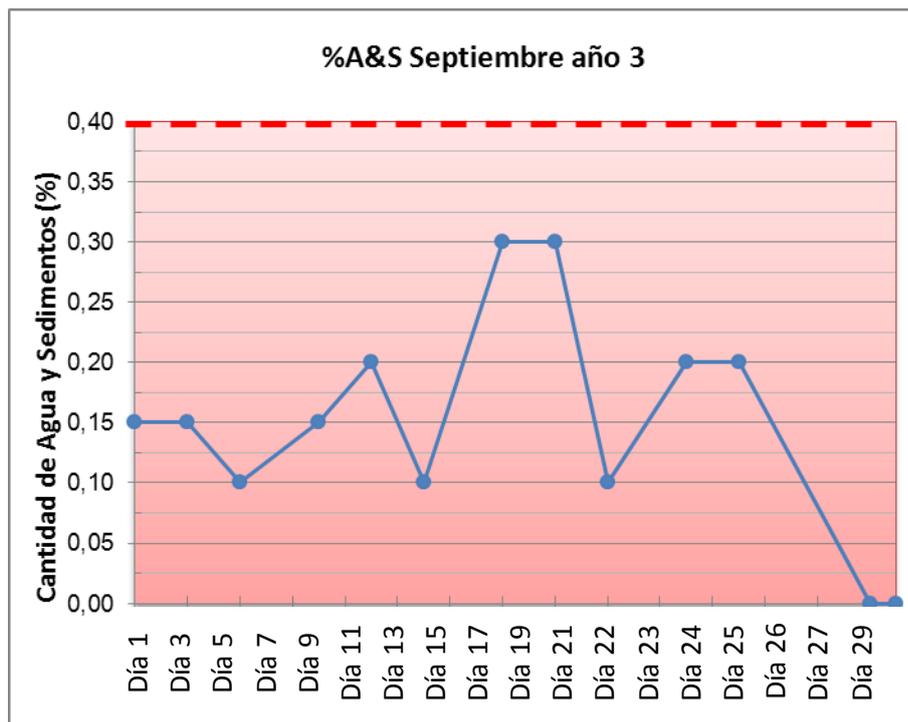


En la figura donde se presenta la tendencia del porcentaje de agua de lavado suministrada a cada desalador, se tienen los promedios como mayor valor representado en el mes de agosto de 3.98% para el D-6013 y 2.1% D-6014, en comparación con los demás meses donde el suministro fue muy bajo.

4.2. Demulsificante LA3548V

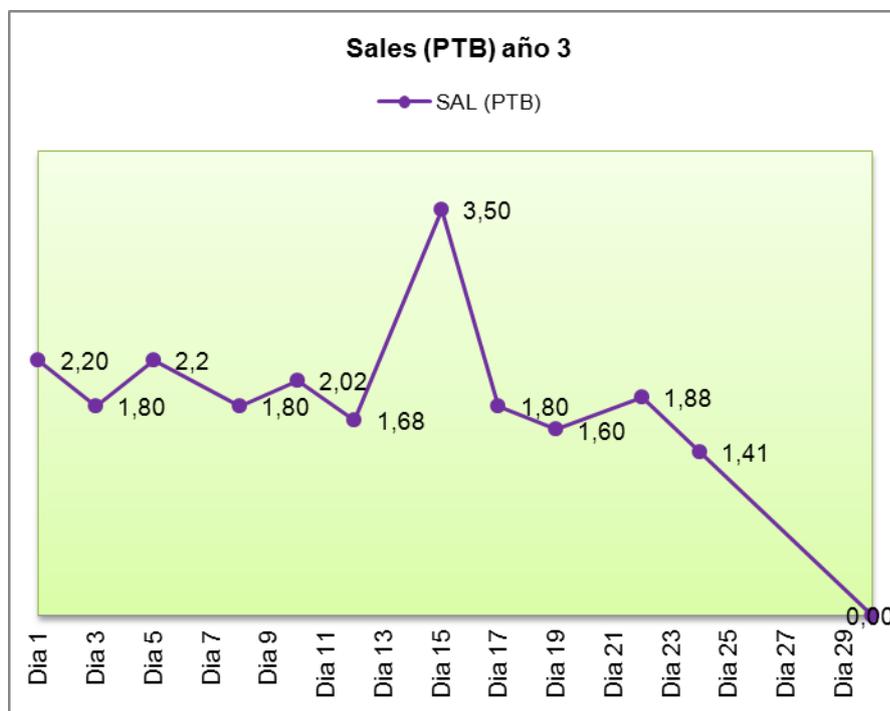
4.2.1. Tratamiento Químico mes de Septiembre año 3

Grafica 4.10 Porcentaje de A&S mes de Septiembre año 3



Durante este mes el contenido de agua y sedimentos se mantuvo en un promedio de inyección de 27gal/día.

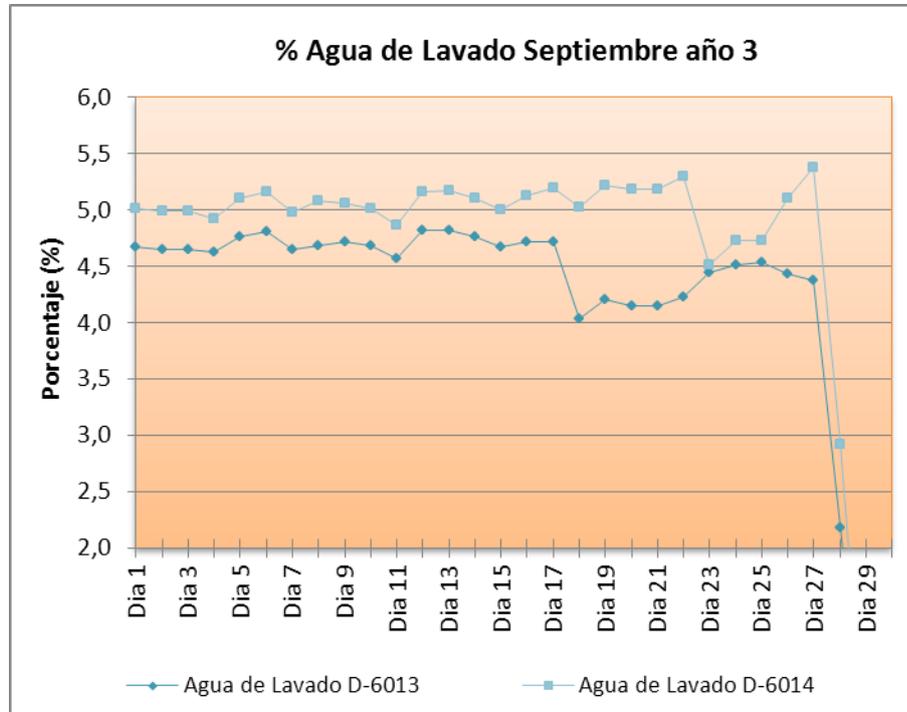
Grafica 4.11. Valores Promedios de Contenido de Sal en el crudo Septiembre año 3



En las gráficas 4.10 y 4.11 se muestra la tendencia del contenido de agua y sedimento (%A&S) y de sales (PTB) en el crudo desalado del D-6013. Ambas variables se mantuvieron dentro de los límites de control ($SAL < 2PTB$, $\%A\&S < 0,4\%$) con promedios de 1,98PTB y 0,18% respectivamente.

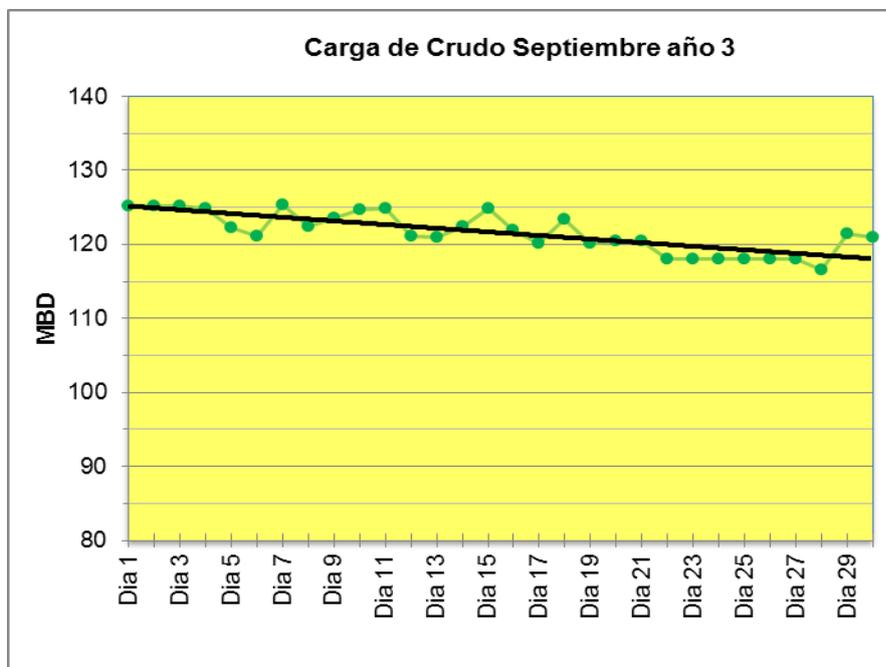
También se presenta en la gráfica 4.12 la tendencia del porcentaje de agua de lavado suministrada a cada desalador en este mes, con promedios de 4,18% y 4,64% para el D-6013 y D-6014 respectivamente. Las mejores prácticas recomiendan un porcentaje de agua no menor de 4%, un bajo flujo de agua puede disminuir considerablemente la coalescencia aumentando el tiempo requerido para obtener el desempeño deseado, lo que se traduce en menor desempeño. Se evidencia con las sales obtenidas un buen desalado para este tiempo.

Gráfica 4.12. Agua de Lavado Septiembre año 3



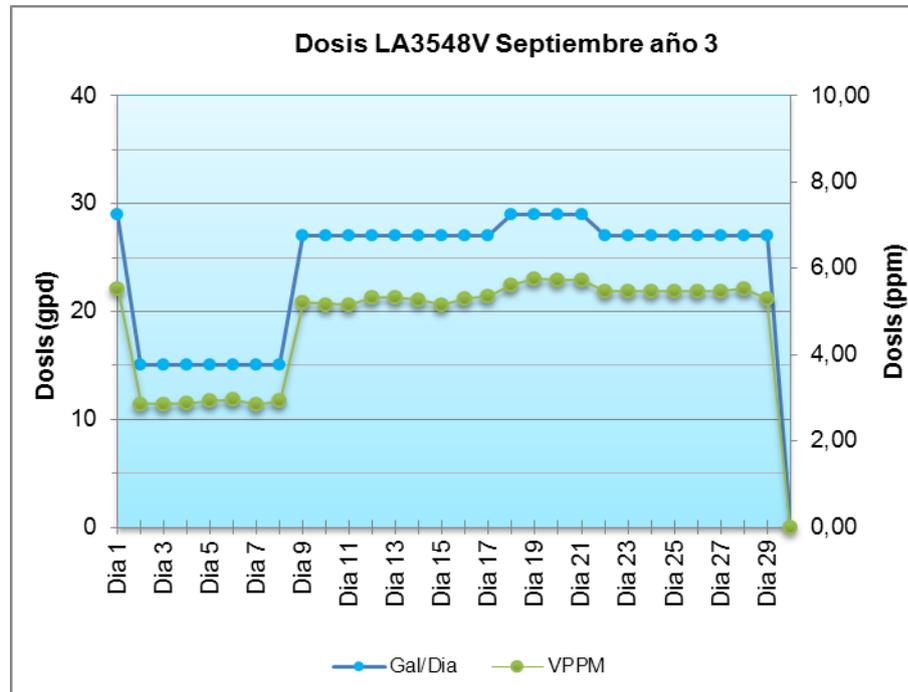
El porcentaje promedio de agua de lavado suministrado fue de hasta un 5%, valor óptimo de inyección recomendado para el proceso de lavado de sales.

Grafica 4.13. Carga de Crudo Septiembre año 3



Por otra parte, la carga de crudo estuvo alrededor de los 120MBD durante este periodo, para finalizar con un promedio de 121,5MBD como se muestra en la gráfica.

Grafica 4.14. Dosis LA3548V Septiembre año 3



De acuerdo a la carga, la dosis promedio fue 5ppm, sin embargo, los rangos de dosificación estuvieron entre 2-8ppm.

4.2.2. Tratamiento Químico con LA3548V mes de mayo año 4

Tabla. 4.1. Resultados Promedios con LA3548V Mayo año 4

Carga (MBD)	Dosis LA3548V	%B&W Crudo	Sales (PTB)
110	4.33ppm 20g/mes	0.4	3.25

Para el mes de Mayo de este año, el demulsificante LA3548V en función de la carga de 110MBD fue inyectado a un promedio de 4.33ppm. El consumo del químico a razón de 20gal/día fue menor en comparación con el año 3, cuyo resultado en el tratamiento y a la salida del D-6013 (D-6014 inoperativo) obtuvo un porcentaje de deshidratación de 0.4% (<0.8%) con contenidos de sales de 3.25 (>2PTB) fuera de especificación por déficit en el suministro de agua de lavado.

4.3. Demulsificante EC2472A

4.3.1. Prueba de botella 2020

Las Pruebas de Jarras realizadas en el laboratorio industrial de RELP con el químico EC2472A se evaluó en dos escenarios, dosificándose en dos muestras de Crudo de Alimentación proveniente por buque tanquero los cuales reportaron contenidos de agua de 1.32% y 9% respectivamente, se procedió con el experimento en dos y tres ensayos para obtener repetitividad en los resultados de manera de evaluar el rendimiento y la factibilidad de utilizar el químico. Se tomó como muestra referencial 1lt de cada crudo de alimentación, el demulsificante EC2472A, proveniente del Centro de Refinación Paraguaná (CRP), se utilizó a una concentración de 1% y una dosis de 5ppm recomendada según el marco del contrato “Para el Suministro de tratamiento químico a los desaladores y aplicación de protección anticorrosiva en el tope de la torre de Destilación Atmosférica de la Refinería El Palito”. Los resultados se muestran en las tablas

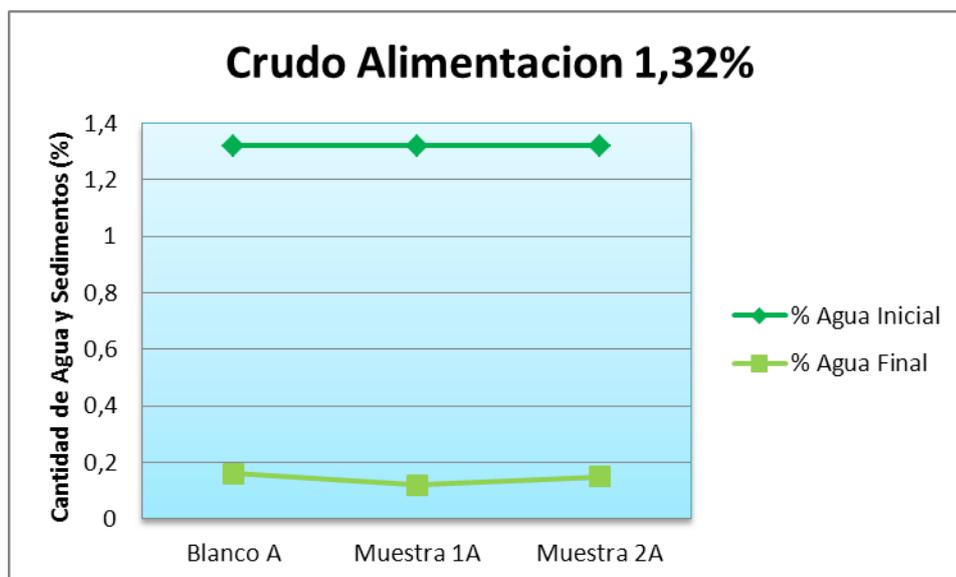
Tabla 4.2.Resultados experiencia con muestra de Crudo de Alimentación B con 1,32% de agua.

Muestra	% Agua Inicial %v/v	% Agua Final %v/v	Promedio de % Agua final % V/V	% Agua Removido
Blanco B	1,32	0,16	0,16	87,87
Muestra 1B	1,32	0,12	0,135	89,77
Muestra 2B	1,32	0,15		

En la tabla se observa que del Blanco B sin tratar, se obtiene una remoción de 87,87% logrando disminuir el contenido de agua hasta 0,16%. Para las muestras 1A y 2A se tiene una remoción promedio de 89,77% para alcanzar un contenido de agua de 0,135%.

El comportamiento se observa en la siguiente gráfica 4.15.

Grafica 4.15. Porcentaje de Agua y Sedimento Crudo de Alimentación 1.32%



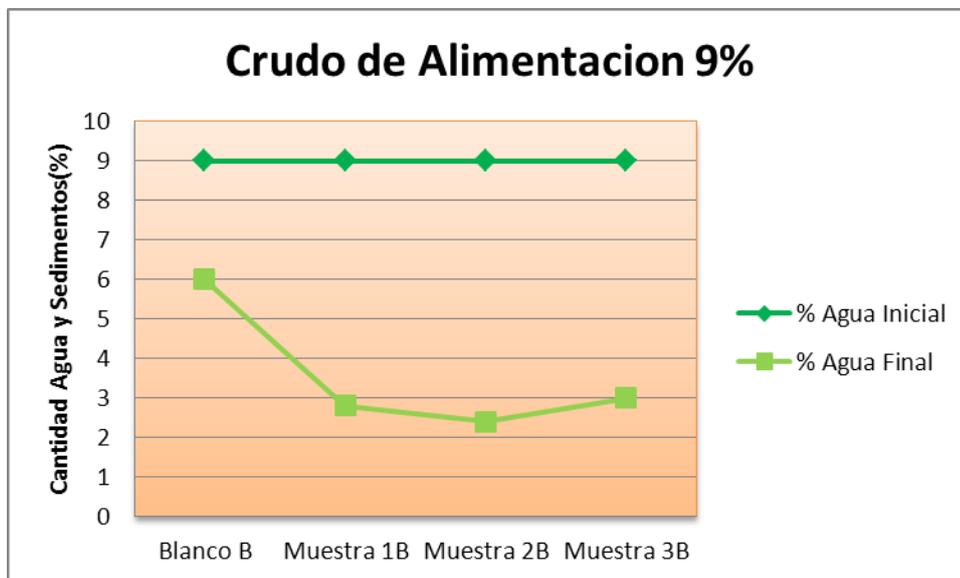
De lo anterior se infiere que en el caso de un Crudo de alimentación con contenido de agua de 1,32% se alcanza la especificación de contenido de agua a las salida de los desaladores incluso sin la aplicación del tratamiento químico; además se observa que con la aplicación del tratamiento a estas condiciones se obtiene un leve incremento en la remoción de agua.

Tabla 4.3. Resultados experiencia con muestra de Crudo de alimentación C con 9% de agua.

Muestra	% Agua Inicial %v/v	% Agua Final %v/v	Promedio de % Agua final % V/V	% Agua Removido
Blanco C	9	6	6	33,33
Muestra 1C	9	2,8	2,73	69,66
Muestra 2C	9	2,4		
Muestra 3C	9	3		

En la tabla 4.13, se observa que para el Blanco C se tiene una remoción de solo 33,33% logrando disminuir el contenido de agua hasta 6%, lo cual está por encima del máximo especificado (0,8%). Los porcentajes son representados en la gráfica 4.16.

Grafica 4.16. Porcentaje de Agua y Sedimento Crudo de Alimentación 9 %



Para las muestras tratadas se tiene una remoción promedio de 69,66%, alcanzando un contenido de agua promedio de 2,73% que, si bien es inferior al caso sin tratamiento, no cumple con la especificación máxima permitida de 0,8%.

Por lo tanto, se tiene que con el incremento de contenido de agua inicial en la muestra de Crudo se disminuye el porcentaje de remoción de agua pudiendo obtener valores de contenido de agua por encima del máximo especificado. Por otro lado, a medida que se incrementa el contenido de agua en el crudo se tiene una mayor diferencia entre el porcentaje de remoción de agua de las muestras con y sin tratamiento, lo que evidencia que para mayores contenido de agua en el crudo se hace más importante la necesidad de tratamiento químico.

Es importante resaltar que en la prueba no se toma en cuenta el efecto del campo eléctrico que se tiene en el interior de los desaladores, el cual induce fuerzas de atracción entre el dipolo de las gotas vecinas de agua favoreciendo la coalescencia/decantación de las misma y por tanto el incremento de la remoción de agua.

Como parte de este análisis no se incluyó el incremento el tiempo de residencia en los desaladores influenciado por la disminución de la carga a la unidad de crudo que actualmente se encuentra en 80,0 MBD vs 140 MBD de diseño, esto amerita un incremento en el tiempo de residencia desde 30 hasta 53 minutos. De lo anteriormente comentado, se esperaría que en condiciones reales de operación se alcance mayor porcentaje de remoción que los obtenidos en las pruebas realizadas.

El objetivo de evaluar el demulsificante EC2472A surge nuevamente con la finalidad de adquirir el producto químico a fin de garantizar la aplicación en el sistema de desaladores de la unidad de Crudo de Refinería el Palito y comprobar su eficacia en la remoción de agua en el crudo de alimentación, que alcance la especificación exigida en cuanto al contenido de agua a la entrada de la torre D-101 de la unidad de crudo.

Hasta el presente los equipos permanecen inoperativos por la falta de cableado eléctrico conectado a las bombas que suministra el agua de lavado durante el proceso de deshidratación y desalación, se solvento la activación de una de las dos bombas de lavado, la Bomba G-6017B, quedando ésta disponible y la G-6017A fuera de servicio, sumado a esto la falta de químico tratante. En estas condiciones, el Dpto. de Ingeniería de Procesos propone la adquisición del químico EC2472A, proveniente de la Refinería de Amuay, la cual reportó disponibilidad del producto

A continuación se resume en tabla los resultados de los parámetros de control obtenidos de los químicos evaluados:

Tabla.4.4 Resumen Parámetros de Control Productos Químicos.

Año	Meses	Químico	Tipo de Crudo	Dosis (gal/día)	%AyS	Sales (PTB)
Año 1	Julio	LA3172V	Crudo A	38	0,3	3
	Agosto			36	0,4	3
	Octubre			26	0,3	4
	Noviembre			24	0,4	2
	Diciembre			24	0,2	2,5
Año 2	Enero	LA3172V	Crudo A	24	0,2	4
	Febrero			28	0,3	5
	Septiembre			26	0,2	2,2
	Noviembre			25	0,3	2,3
	Diciembre			30	0,4	2,8
Año 3	Enero	LA3172V	Crudo A	30	0,3	2,5
	Febrero			30	0,3	2,5
	Marzo			30	0,3	2,5
	Agosto			26	0,29	2,5
Año 3	Septiembre	LA3548V	Crudo A	24	0,29	2,48
Año 4	Mayo			20	0,4	3,25
Año 5	Marzo	EC2472A	Crudo B	27	0,135	-
			Crudo C	27	2,7	-

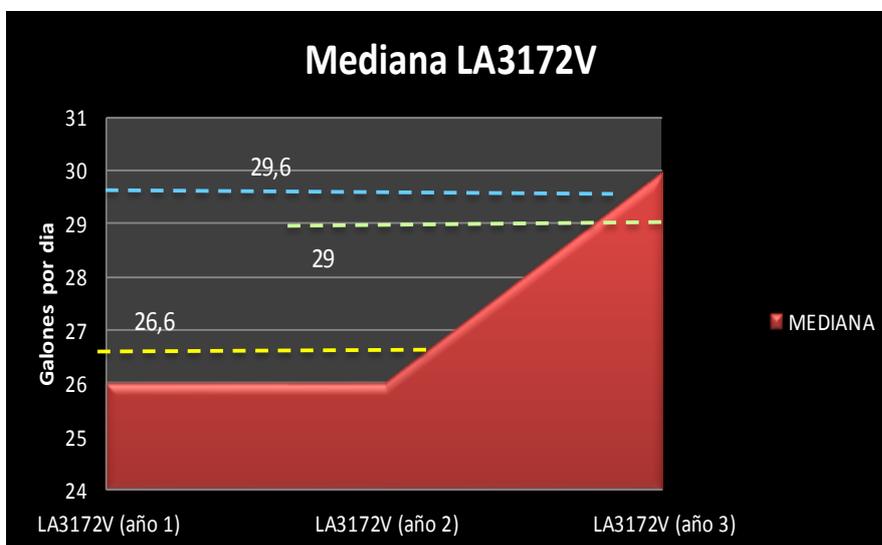
Es necesario, partir de la premisa que la dosificación del demulsificante depende del porcentaje de agua que llega con el crudo.

De acuerdo con la tabla de valores el demulsificante LA3172V, se inyectó a dosificaciones promedios de 24 hasta 38gal/día para obtener promedios de %A&S 0.2% y 0.4% aunque mantenía los parámetros dentro de los límites de control, lo que lo hacía tener un buen desempeño, en ocasiones exigía un mayor consumo del producto durante el tratamiento, caso contrario con el químico LA3548V, se puede comparar en ese año 3, que el consumo con este demulsificante fue menor para obtener parámetros de control similar de 0.29 y 0.4%. Lo que se observa para el año 3 que este producto tiene un mejor rendimiento y desempeño a menores dosis consumidas haciéndolo más eficaz en el proceso de deshidratación. Comparando con el químico EC2472A de la Prueba de botella también presenta una buena dosificación de 27gal/día (5ppm), que cumple como parte de los consumos estándares establecidos en planta, con la salvedad que su rendimiento se ve afectado con el alto contenido de agua de 9% con el cual llegó el crudo C específicamente, lo que obliga a una mayor dosificación, situación que no se presenta para el Crudo B de 1,32% donde el resultado de %A&S obtenido fue de 0.135%, siendo este el valor más bajo de contenido de agua reflejado con el uso del EC2472A a una dosis de 27gal/día, consumo que ha sido estimado y recomendado durante el tratamiento químico.

Para el caso de las sales, los valores pueden ser controlados si se asegura un suministro adecuado de agua de lavado, así se lograría un buen desalado durante el proceso de deshidratación.

De manera de comprobar cuál sea la mejor dosificación a utilizar durante el proceso y tomando en cuenta los galones por días inyectados al crudo de alimentación de refinería, de cada demulsificante se promedia y se pondera estadísticamente las dosificaciones durante cada periodo, determinando la mediana de la dosis de inyección estándar y que debería mantenerse con estos demulsificantes durante el tratamiento.

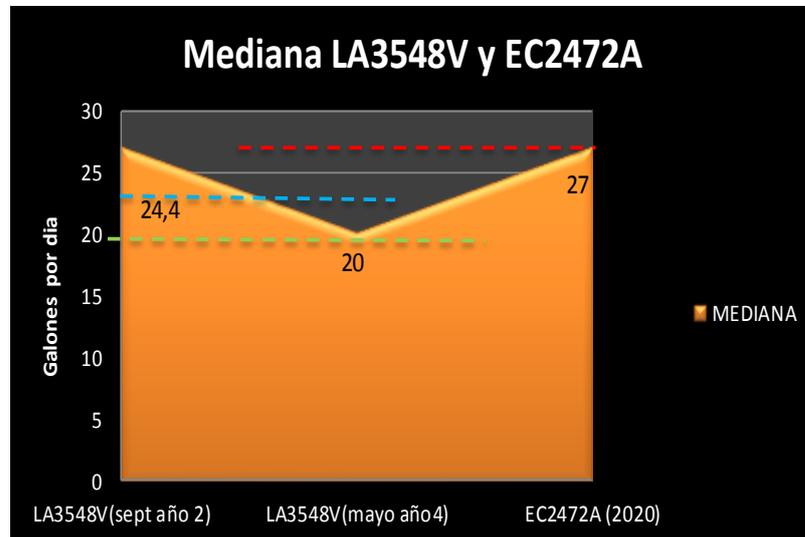
Grafica 4.17. Medida de tendencia en Galones por día de LA3172V



El límite establecido en galones a utilizar con el producto LA3172V, fue de 29,6 y 26.6 gal/día en el año 1 y 3 como promedio de esos años; cuya tendencia mediana arroja un resultado de 26gal/día, lo que indica estar por debajo de la dosis promedio utilizada.

Para el año 3, la tendencia fue de 30gal/día, encontrándose por encima del promedio de dosificación que fue de 29 gal/día, cuya diferencia aunque es mínima, el consumo del demulsificante es mayor a lo inyectado en el caso anterior.

Grafica 4.18. Medida de tendencia en Galones por día de LA3548V y EC2472A



Los promedios de dosificación para el demulsificantes LA3548V 20, 24,4 y 27 gal/día en los periodos correspondientes, mientras que para el EC2472A al cual se le realizó la prueba de botella la dosis fue de 27gal/día como promedio. Observamos que la tendencia de la medida probabilística indica y comprueba que la inyección hasta los 27gal/día es una dosis adecuada y estable durante el proceso de deshidratación y desalación del crudo alimentado a la RELP

En base a los análisis de resultados, los productos LA3548V y EC2472A son recomendados para el tratamiento en los desaladores, y de acuerdo a la disponibilidad de demulsificante se selecciona el producto EC2472A como mejor opción considerando que el crudo alimentado debe llegar con las condiciones requeridas de porcentaje de agua para que el tratamiento químico sea eficiente.

4.4. Evaluación Técnico- Económica

La Evaluación económica se determinó en dos modalidades, primero en base a la capacidad en kg por tambor y por consumo en gal/día de cada producto demulsificante, utilizando un precio de referencia de 16\$/kg de demulsificante suministrado por el Dpto. de Estimación de costos de RELP. Se calcula así el valor del producto químico por tambor:

Para el químico EC2472A se tiene una capacidad de 201Kg/TAM cuyo costo es:

$$\text{Producto EC2472A} = 3216\$/\text{TAM}$$

En cuanto a los demulsificantes LA3172V y LA3548V, también se determina el precio conociendo que para el LA3172V se tiene una capacidad de 196Kg/TAM y para LA3548V de 208Kg/TAM, sus costos son:

$$\text{Producto LA3172V} = 3136\$/\text{TAM}$$

$$\text{Producto LA3548V} = 3296\$/\text{TAM}$$

Ahora, de acuerdo al consumo promedio en gal/día mostrada en la tabla 4.4; se evalúa económicamente los demulsificantes por el gasto representado en gal/día

Para el cálculo del costo del demulsificante EC2472A, se debe cumplir los siguientes criterios en el tratamiento de crudo, se dosificará bajo la dosis y consumo estimado mostrados en tabla 4.5

Tabla 4.5. Datos para calcular el Costo del químico EC2472A

<i>Datos</i>	<i>Demulsificante</i>
<i>Base de Cálculo (Capacidad Nominal)</i>	<i>140 MBD</i>
<i>Dosis Estimada de Tratamiento</i>	<i>5 ppm</i>
<i>Consumo Estimado</i>	<i>27 GPD</i>

$$\text{Costo EC2472A} = 1568 \text{ \$/día}$$

El consumo promedio de 22.2gal/día para LA3548V y LA3172V 28.4 gal/día determino que su valor corresponde a:

$$\text{Costo LA3172V} = 1650 \text{ \$/día}$$

$$\text{Costo LA3548V} = 1331 \text{ \$/día}$$

Comparando los precios de cada producto podemos apreciar, que LA3172V en consumo por día requiere mayor inversión de costo y de dosificación que los otros dos demulsificantes, se gastaría más rápido y tendrá menos rendimiento. El Producto LA3548V resulta con el menor valor económico, menos consumo por día, aunque la tendencia estadística nos refleja que este producto puede ser dosificado hasta 27gal/día, igual como se dosificaría con el demulsificante de la prueba de botella bajo las misma condiciones de operación, el cual posee un precio considerable de inversión. Sin embargo por disponibilidad de químico, una vez más se sugiere el uso del demulsificante EC2472A para activar los desaladores e iniciar los procesos de operación en la planta de crudo y así mantener la refinería operativa

CONCLUSIONES

- ✓ Resultados aproximados dentro del límite de control de % A&S y en contenido de sales promedio <2PTB en el crudo con el uso del producto LA3548V, presentan un consumo menor en comparación con LA3172V y EC2472A.S
- ✓ Según los resultados obtenidos con el EC2472A para el caso con 1,32% de contenido inicial de agua en el Crudo tratado se alcanza porcentajes de remoción de 90% y 88% para las pruebas con y sin tratamiento químico respectivamente, resultando en contenido de agua final en el crudo de 0,135% y 0,160% vs 0,8% especificado.
- ✓ Respecto a los resultados en el caso con 9% de contenido inicial de agua en el Crudo tratado se alcanza porcentajes de remoción de 70% y 33% para las pruebas con y sin tratamiento químico respectivamente, resultando en contenido de agua final en el crudo de 6% y 2,73% vs 0,8% especificado.
- ✓ Se pudo observar en la evaluación de LA3172V que a dosis promedios mayores a 30gal/día se puede encarecer el tratamiento por alto consumo del producto.
- ✓ Se comprueba que para mayores contenidos de agua inicial en el crudo, como ocurre en el Crudo C, se hace más necesaria la aplicación del tratamiento químico adicional del EC2472A lo cual afecta la eficacia del demulsificante.
- ✓ En la evaluación económica se obtienen los precios de Kg por tambor para cada demulsificante de 3216\$ para EC2472A, 3296\$ para LA3548V y de LA3172V para un costo de 3136 \$. Tomando en cuenta, el consumo de químico en gal/día, el costo de los demulsificantes fue de 1569\$ EC2472A para 27gal/día, 1331\$ LA3548V para 22.2 gal/día y 1650 \$ LA3172V con 28,4 gal/día como dosis promedio.
- ✓ Se pudo observar en la evaluación económica de LA3172V que a dosis promedios mayores a 30gal/día se puede encarecer el tratamiento por alto consumo del producto.

- ✓ La medida de tendencia estadística demostró una dosificación de 27g/día para los productos demulsificantes como medida de inyección estándar y óptima durante el tratamiento químico.
- ✓ Se determina que un consumo adecuado con los productos químicos puede sostener un nivel promedio de deshidratado y desalado competitivo.
- ✓ Es importante mantener un seguimiento continuo de los productos a dosificar como la estabilidad de los desaladores y la torre de destilación D-101 durante las operaciones.
- ✓ La dosificación óptima de un Demulsificante adecuado romperá la emulsión desde una etapa temprana del tratamiento evitando pérdidas económicas a la empresa.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda la inyección de químicos demulsificantes en los puntos de extracción de manera de tratar el crudo y colocarlo en las condiciones exigidas antes de la recepción en los tanques y los procesos en planta de la RELP.
- ✓ Se recomienda mantener la inyección independiente de químicos a cada desalador, como en los tanques de crudo para obtener mejores resultados durante el proceso
- ✓ Se recomienda un tiempo mínimo de 1 mes para realizar pruebas de campo de manera de observar el rendimiento en tiempo y en condiciones reales con el tratamiento químico.
- ✓ De acuerdo a los resultados estadísticos se recomienda que la dosis de los demulsificantes en promedio debe estar entre 24 hasta 27g/día, de forma que no haya ni déficit ni exceso en el consumo de los productos y favorezca su desempeño.
- ✓ Los demulsificantes que llegan Refinería el Palito, están diseñados en base solvente o base agua, de acuerdo a este diseño deben ser inyectados en la línea de flujo de agua de lavado o en la línea de flujo de crudo.
- ✓ Inspeccionar de manera semanal el estado de las bombas inyectoras de producto químico en cada batería de producción para evitar que se inyecte exceso o déficit de producto químico.
- ✓ Monitorear semanalmente el contenido de sales y el porcentaje de agua y sedimentos en los tanques de almacenamiento para confirmar el buen rendimiento del producto químico y el óptimo funcionamiento de las bombas inyectoras.
- ✓ Garantizar que el contenido de agua del crudo a la entrada de los desaladores sea máximo 2% v/v especificado por diseño.

- ✓ Cumplir con el tiempo de preparación y de reposo recomendado en los tanques de crudo de alimentación, antes de realizar su alineación hacia la unidad para evitar incursión de exceso de agua.
- ✓ Agilizar las labores conducentes a restablecer el servicio de los desaladores D-6013 y D-6014 y su sistema de inyección de químicos que garantice la calidad del producto de alimentación a la entrada de la D-101.
- ✓ De acuerdo a la necesidad de activar los equipos electrostáticos como iniciar las actividades de operación en la Unidad de Crudo se recomienda la adquisición del producto EC2472A.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) Abad. B., Brenda G. (2015). Selección y formulación de un agente demulsificante del crudo, proveniente de la Plataforma Albaroca, Lote Z-1. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional de Piura. Piura- Perú.
- 2) Castaño A., Elkin C. (2008). Análisis y mejoramiento operacional del desalador D-253 de la Topping U-250 ubicado en la Gerencia de Refinación de Barrancabermeja (ECOPETROL S.A). Universidad Industrial de Santander. Trabajo Especial de Grado. Bucaramanga, Colombia.
- 3) Donis R., Federico A. y Ricaurte F., Marvin J. (2005). Evaluación Integral de la deshidratación del Crudo Slop en Patio de Tanques de Lagunillas Norte. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- 4) Fernández A., Orangel J. (2002). Selección de un agente demulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la Unidad Colón del Municipio Jesús María Semprúm del estado Zulia. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- 5) Fundamento Teórico: Topping Plant, consultado en el año 2019, Pagina Web: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2374/1/CD-0062.pdf>, s.f).
- 6) Gómez C., Jose A, (2019). Sistema de deshidratación y desalado de aceite crudo en un centro de procesamiento marino. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.
- 7) Loayza Q., Arnaldo P. (2016). Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima-Perú.
- 8) Lizana V., Gaby Del R. (2016). Evaluación y Selección de Productos Químicos Demulsificantes para la Deshidratación del Petróleo Crudo en un lote petrolero del Noroeste Peruano a nivel laboratorio. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional "Pedro Ruiz Gallo". Perú.

- 9) Méndez B., Ariadne C. (2015). Efecto de la formulación de microemulsiones W/O sobre la ruptura de emulsiones W/Crudo extrapesado. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- 10) Martínez B., Jose L. (2012). Proceso para la selección de alternativas de deshidratación de aceite del Complejo Cantarell. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. D.F, México.
- 11) Martínez G., Jose A. (2010). Evaluación de formulaciones de demulsificantes para emulsiones de agua en crudo venezolano. Trabajo especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- 12) Marcano B., Marcos A., Saavedra C., Er J. (2003). Optimización del proceso de deshidratación del crudo Lagotreco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- 13) Núñez P., Sandra E. (2011). Estudio Técnico Económico del tratamiento químico para la deshidratación del crudo en el campo Shushufindi. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- 14) NALCO Champion (2014). Informe de Servicio. Reemplazo de rompedor de emulsiones en desaladores Refinería el Palito. Evaluación de control en sistema de vacío torre D-6003. Puerto Cabello, Venezuela.
- 15) NALCO Venezuela S.C.A (2017). Reporte de ensayo. Aplicación de demulsificante EC2472A al crudo de alimentación a los Desaladores de la Refinería El Palito. Puerto Cabello, Venezuela.
- 16) Ramos H., Jose L. (2018). La química como un demulsificante en la deshidratación del aceite crudo. Instituto Politécnico Nacional. Tesis profesional. Ciudad de México.
- 17) PDVSA Bariven (2014). Contrato marco local n° 1d-035-002-f-14-s-5413/4620010623. Para el suministro y servicio integral del tratamiento químico de crudo en desaladores y aplicación de protección anticorrosiva en el tope de la torre de destilación atmosférica de la refinería el palito entre Bariven s.a y NALCO Venezuela, s.c.a.

- 18) PDVSA (2001). Descripción General de Procesos, Operación y Control de la Unidad de Destilación Atmosférica y Plantas de Gasolinas de la Refinería El Palito (DESPRO).
- 19) PDVSA Refinería el Palito (2019). Informe Técnico. Impacto del incremento de temperatura del tambor D-107 en la operación de los compresores de gas húmedo G-111's.
- 20) PDVSA (2019). Informe Técnico. Impacto del contenido de agua en el crudo en la carga máxima a procesar en la Unidad de Crudo de la Refinería el Palito.
- 21) PDVSA Refinería el Palito (2018). Informe Técnico. Condición actual de los equipos desaladores D-6013/6014 de la Unidad de Crudo.
- 22) PDVSA Refinería el Palito (2017). Informe Técnico. Condición actual de los Desaladores D-6013/6014 de la Unidad de Crudo.
- 23) PDVSA Intevep (2009). Informe Técnico. Evaluación del desempeño de los desaladores D-1201A/B del Mejorador de Petromonagas.
- 24) PDVSA (2017). Memorándum Técnico. Especificaciones Técnicas para el proceso de contratación de la aplicación de químico de crudo en desaladores y protección anticorrosiva de los topes de las torres de Destilación Atmosférica y Destilación al Vacío de la Refinería el Palito.
- 25) PDVSA (2010). Memorándum Técnico. Especificaciones Técnicas para el proceso de contratación de la aplicación de químico de crudo en desaladores y protección anticorrosiva en el tope de la torre de Destilación Atmosférica de la Refinería el Palito.
- 26) PDVSA (2018). Memorándum Técnico. Limitaciones Operacionales de la Unidad de Destilación Atmosférica de la Refinería el Palito al mes de Diciembre de 2018
- 27) PDVSA Refinería el Palito (2015). Memorándum Técnico. Limitaciones Operacionales Actuales de los Desaladores D-6013/6014 de la Unidad de Crudo.

- 28) PDVSA Refinería el Palito. (2018). Resumen Ejecutivo. Evento de Incursión de agua con el crudo de alimentación en la torre de destilación atmosférica D-101.
- 29) PDVSA (2018). Resumen Ejecutivo. Incremento del contenido de agua con los crudos de alimentación a la torre de destilación atmosférica D-101 de la Refinería el Palito.
- 30) Salas I, Carlos A. (2007). Evaluación del sistema de deshidratación de crudo de la estación principal de SINCOR C.A. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caraca, Venezuela.

ANEXOS

A continuación se presenta los datos correspondientes para las representaciones gráficas obtenidas y los cálculos asociados a los costos por unidad de tambor y de consumo por día de cada demulsificante.

Tablas A.1. Porcentaje de A&S de LA3172V año 1

Meses	% A&S
Julio	0,3
Agosto	0,4
Octubre	0,3
Noviembre	0,4
Diciembre	0,2

Tablas A.2. Porcentaje de A&S de LA3172V año 2

Meses	%A&S
Enero	0,2
Febrero	0,3
Septiembre	0,2
Noviembre	0,3
Diciembre	0,4

Tablas A.3. Porcentaje de A&S de LA3172V año 3

Meses	%A&S
Enero	0,3
Febrero	0,3
Marzo	0,3
Agosto	0,29

Tabla A.4 Sales (PTB) LA3172V año 1

Meses	Sales (PTB)
Julio	3
Agosto	3
Octubre	4
Noviembre	2
Diciembre	2,5

Tabla A.5. Sales (PTB) LA3172V año2

Meses	Sales (PTB)
Enero	4
Febrero	5
Septiembre	2,2
Noviembre	2,3
Diciembre	2,8

Tabla A.6. Sales (PTB) LA3172V año 3

Meses	Sales (PTB)
Enero	2,5
Febrero	2,5
Marzo	2,5
Agosto	2,47

Tabla A.7. Porcentaje Agua de Lavado por Periodo de LA3172V año 1

Meses	%Agua de lavado D-6013	%Agua de lavado D-6014
Julio	2,56	3,62
Agosto	4,02	5,03
Octubre	4,13	4,76
Noviembre	3,97	4,48
Diciembre	4,07	4,57

Tabla A.8. Porcentaje Agua de Lavado por Periodo de LA3172V año 2

Meses	%Agua de lavado D-6013	%Agua de lavado D-6014
Enero	4,41	4,67
Febrero	4,36	4,51
Septiembre	1,87	3,33
Noviembre	1,08	1,95
Diciembre	1,95	2,94

Tabla A.9. Porcentaje Agua de Lavado por Periodo de LA3172V año 3

Meses	%Agua de lavado D-6013	%Agua de lavado D-6014
Enero	1,77	1,88
Febrero	1,59	1,04
Marzo	1,59	1,04
Agosto	3,98	2,1

Tablas A.10. Porcentaje de A&S de LA3548V Septiembre año 3

Fecha	%A&S Sept- Año3
Dia 1	0,15
Dia 2	
Dia 3	0,15
Dia 4	
Dia 5	0,1
Dia 6	
Dia 7	
Dia 8	0,15
Dia 9	
Dia 10	0,2
Dia 11	
Dia 12	0,1
Dia 13	
Dia 14	
Dia 15	0,3
Dia 16	
Dia 17	0,3
Dia 18	
Dia 19	0,1
Dia 20	
Dia 21	
Dia 22	0,2
Dia 23	
Dia 24	0,2
Dia 25	
Dia 26	
Dia 27	
Dia 28	
Dia 29	
Dia 30	

Tabla A.11. Sales (PTB) de LA3548V Septiembre año 3

Fecha	Sal (PTB)
Dia 1	2,2
Dia 2	
Dia 3	1,8
Dia 4	
Dia 5	2,2
Dia 6	
Dia 7	
Dia 8	1,8
Dia 9	
Dia 10	2,02
Dia 11	
Dia 12	1,68
Dia 13	
Dia 14	
Dia 15	3,5
Dia 16	
Dia 17	1,8
Dia 18	
Dia 19	1,6
Dia 20	
Dia 21	
Dia 22	1,88
Dia 23	
Dia 24	1,41
Dia 25	
Dia 26	
Dia 27	
Dia 28	
Dia 29	
Dia 30	

Tabla A.12. Porcentaje Agua de Lavado para LA3548V Septiembre año 3

Fecha	%Agua Sep Año3
Dia 1	2,51
Dia 2	2,5
Dia 3	2,5
Dia 4	2,46
Dia 5	2,5
Dia 6	2,5
Dia 7	2,5
Dia 8	2,49
Dia 9	2,5
Dia 10	2,5
Dia 11	2,43
Dia 12	2,5
Dia 13	2,5
Dia 14	2,5
Dia 15	2,5
Dia 16	2,5
Dia 17	2,5
Dia 18	2,48
Dia 19	2,51
Dia 20	2,5
Dia 21	2,5
Dia 22	2,5
Dia 23	2,13
Dia 24	2,23
Dia 25	2,23
Dia 26	2,41
Dia 27	2,54
Dia 28	1,36
Dia 29	0
Dia 30	0,01

Tabla A.13. Prueba de Botella Crudo B (1.32%)

Muestra	% Agua Inicial	% Agua Final
Blanco B	1,32	0,16
Muestra 1B	1,32	0,12
Muestra 2B	1,32	0,15

Tabla A.14. Prueba de Botella Crudo C (9%)

Muestra	% Agua Inicial	% Agua Final
Blanco C	9	6
Muestra 1C	9	2,8
Muestra 2C	9	2,4
Muestra 3C	9	3

Tabla A.15. Datos promedios y estadísticos en gal/día de LA3172V

QUIMICO	MEDIANA	PROMEDIO	ERROR ESTADISTICO
LA3172V (año 1)	26	29,6	0
LA3172V (año 2)	26	26,6	0
LA3172V (año 3)	30	29	0

Tabla A.16. Datos promedios y estadísticos en gal/día de LA3548V Y EC2472A

QUIMICO	MEDIANA	PROMEDIO	ERROR ESTADISTICO
LA3548V(sept año 2)	27	24,4	0
LA3548V(mayo año4)	20	20	1
EC2472A (2020)	27	27	1

Calculo de los costos de los Demulsificantes

Tabla A.17. Capacidad en Kg de demulsificantes por tambor y precio de referencia

Producto	Capacidad por tambor (Kg)	Precio (\$/Kg)
LA-3172V	196	16
LA-3548V	208	16
EC2742A	201	16

Tabla A.18. Consumo promedio total en gal/día de cada periodo

Producto	Galones por dia promedio	masa Kg/dia	Densidad(lb/gal)
LA-3172V	28,4	103,15	7,8
LA-3548V	22,2	83,22	8,3
EC2742A	27	98,06	8

1. Costo unitario de demulsificante por Tambor

(A.17)

$$\text{Costo } (\$/TAM) = mq \text{ (kg/TAM)} * \text{precio } (\$/Kg)$$

Dónde:

mq = masa en Kg de demulsificante

TAM = Unidad métrica Tambor

- Costo EC2742A (\$/TAM) = 201(kg/TAM)*16 (\$/Kg)
- Costo EC2742A(\$/TAM) = 3216\$/TAM

- *Costo LA3172V (\$/TAM)=196(kg/TAM)*16 (\$/Kg)*
- *Costo LA3172V (\$/TAM)= 3136\$/TAM*
- *Costo LA3548V (\$/TAM)=206(kg/TAM)*16 (\$/Kg)*
- *Costo LA3548V (\$/TAM)= 3296\$/TAM*

2. Costo de demulsificante en consumo por día

$$\rho_q = Vq/mq$$

(A.18)

$$mq = Vq(\text{gal/día}) * \rho_q (\text{lb/gal})$$

$$lb = 0.454 \text{ kg}$$

$$\text{Costo químico (\$/día)} = mq (\text{kg/día}) * \text{precio (\$/Kg)}$$

Dónde:

Vq = Volumen de químico en gal/día.

ρ_q = Densidad de los químicos

- $mq \text{ EC2742A} = 27(\text{gal/día}) * 8 (\text{lb/gal}) * 0.454(\text{kg/lb})$
- $\text{Costo EC2742A (\$/día)} = 98.06\text{Kg/día} * 16(\$/\text{Kg})$
- $\text{Costo EC2742A (\$/día)} = 1568\$/\text{día}$
- $mq \text{ LA3548V} = 22.2(\text{gal/día}) * 8,3 (\text{lb/gal}) * 0.454(\text{kg/lb})$
- $\text{Costo LA3548V (\$/día)} = 83.22\text{Kg/día} * 16(\$/\text{Kg})$
- $\text{Costo LA3548V (\$/día)} = 1331\$/\text{día}$
- $mq \text{ LA3172V} = 28.4(\text{gal/día}) * 7.8 (\text{lb/gal}) * 0.454(\text{kg/lb})$
- $\text{Costo LA3172V (\$/día)} = 103.15\text{Kg/día} * 16(\$/\text{Kg})$
- $\text{Costo LA3172V (\$/día)} = 1650\$/\text{día}$