

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUAR POR MEDIO DE PRUEBAS DE LABORATORIO DE
QUÍMICOS DEMULSIFICANTES PARA INYECTARSE A LA LÍNEA DE
CRUDO MEREY ANTES DE SU ALMACENAMIENTO”**

REALIZADO POR:

FUENTES FIGUEROA, Anghellys Coromoto.

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial
para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, diciembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUAR POR MEDIO DE PRUEBAS DE LABORATORIO DE
QUÍMICOS DEMULSIFICANTES PARA INYECTARSE A LA LÍNEA DE
CRUDO MEREY ANTES DE SU ALMACENAMIENTO”.**

REALIZADO POR:

Fuentes Figueroa, Anghellys Coromoto.

Ing.Armando Buriel

Asesor Industrial

Ing. Rayda Patiño. (M.Sc)

Asesor Académico

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial
para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, diciembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUAR POR MEDIO DE PRUEBAS DE LABORATORIO DE
QUÍMICOS DEMULSIFICANTES PARA INYECTARSE A LA LÍNEA DE
CRUDO MEREY ANTES DE SU ALMACENAMIENTO”.**

JURADO CALIFICADOR

EL JURADO HACE CONSTAR QUE ASIGNÓ A ESTA TESIS LA
CALIFICACIÓN DE:

Ing. Quím. Rayda Patiño. (M.Sc.)

Asesor Académico

Ing. Quím. Oly Guerra (M.Sc.)

Jurado Principal

Ing. Simón Ruiz

Jurado Principal

Barcelona, diciembre de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

La producción del petróleo crudo está acompañada por pequeñas o grandes cantidades de agua, este último agente es indeseable y no comercial. El agua presente en el crudo puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo crudo. El tratamiento de adición de químicos es una de las diferentes opciones que se tienen para resolver el problema de las emulsiones el cual provee una de las herramientas necesarias para obtener el crudo deshidratado adecuado para el transporte y venta. En el presente proyecto se expone el problema del crudo Merey de 16°API que se recibe en el Terminal de Embarque y Almacenaje Guaraguao; este llega frecuentemente con un alto contenido de agua lo cual no cumple con la especificación requerida para su transporte, venta y alimentación a la planta de destilación atmosférica 2 (DA-2) como principal aplicación para obtener productos resultantes de la destilación. Para establecer los criterios adecuados de dicha investigación se planteo una metodología en la cual se hizo una revisión de las propiedades del crudo por medio del Sistema de Laboratorio Sqlims como gravedad °API, temperatura, %agua y sedimento, viscosidad ,punto de inflamación, entre otros; así como también los problemas que se originan debido al porcentaje de agua contenida en el crudo lo que ocasiona pérdidas económicas para la empresa ya que se tiene que esperar por largos periodos de tiempo de reposo para la decantación del agua y pueda alcanzar la concentración de agua mínima exigida y ser así comercializado y refinado. Después de revisar estos datos y analizar los problemas que se pueden presentar se procedió a realizar un estudio con diversas empresas filiales a PDVSA a ver cuál era el químico con mejor propiedad demulsificante a ser inyectado al crudo que acelere el proceso de decantación del agua; es decir que el tiempo de reposo sea menor, ya que la variación en el contenido de agua, reincide directamente en el rendimiento de los productos, causando desequilibrio en lo esperado para la comercialización, además de las pérdidas económicas que se generan.

ÍNDICE GENERAL

	<i>Pág.</i>
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE GENERAL	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	16
1.1. Planteamiento del Problema.....	16
1.2. Objetivos	18
1.2.1. Objetivo General.....	18
1.2.2. Objetivos Específicos.....	18
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	19
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	19
2.2. Ubicación Geográfica del Área.....	20
2.2.1. Estructura Organizativa.....	21
2.2.1.1. Gerencia de Movimiento de Crudos y Productos (MCyP)	22
2.3. Resumen de Conocimientos Previos.....	24
2.3.1. Crudo.....	24
2.3.1.1. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos.....	25
2.3.1.1.1. Densidad.....	25
2.3.1.1.2. Densidad Relativa	26
2.3.1.1.3. Gravedad API.....	26
2.3.1.1.3.1. Factores que afectan la gravedad API.....	26
2.3.2. Clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad °API.....	27

2.3.3. Clasificación de los crudos según su composición química	28
2.3.4. Clasificación de los hidrocarburos por segregación	29
2.3.4.1. Segregaciones Comerciales.....	29
2.3.4.2. Segregaciones Operacionales.....	29
2.3.4.2.1. Merey 16	29
2.3.5. Sistema de Tanques.....	30
2.3.6. Refinación del Petróleo	31
2.3.6.1. Procesos de Refinación	32
2.3.6.1.1. Separación	32
2.3.6.1.2. Conversión	32
2.3.7. Tanques de Almacenamientos	32
2.3.7.1. Tipos de tanques de almacenamiento según su diseño	33
2.3.7.1.1. Tanque de techo fijo.....	33
2.3.7.1.2. Tanques de techo flotantes	34
2.3.7.1.2.1. Tanques de techo flotantes externos	34
2.3.7.1.2.2. Tanque de techo flotante interno.....	35
2.3.8. Manejo del Crudo Merey	37
2.3.8.1. Tanques de Almacenaje	37
2.3.8.2. Tanques de Carga.....	37
2.3.8.3. Bombas principales Merey.....	37
2.3.9. Oleoducto Troncal 51 de 30 pulgadas de diámetro.....	38
2.3.10. Recibo de Crudo de la Refinería Puerto La Cruz.....	39
2.3.11. Sistema de Almacenamiento	40
2.3.11.1. Patio Refinería.....	40
2.3.11.2. Patio de Carga	41
2.3.11.3. Patio El Chaure	41
2.3.12. Unidad de Destilación DA-2.....	42
2.3.13. Emulsión	43
2.3.13.1 Clasificación de las emulsiones	44

2.3.13.1.1. De acuerdo a la estabilidad	44
2.3.13.1.2. De acuerdo a la facilidad para romperlas	45
2.3.13.1.3. De acuerdo a su naturaleza.....	45
2.3.13.2. Factores que afectan la formación de emulsión	45
2.3.13.2.1. Porcentaje y salinidad del agua	46
2.3.13.2.2 Características del crudo	46
2.3.13.2.3. Tiempo	46
2.3.13.2.3.1. Tiempo de residencia o de retención.....	46
2.3.13.3 Método de tratamiento para la Deshidratación	47
2.3.13.4. Tratamiento de emulsiones	47
2.3.13.4.1. Tratamiento químico	48
2.3.13.4.1.1. Selección del producto químico.....	50
2.3.13.4.2. Tratamiento térmico	51
2.3.13.4.2.1. Ventajas del tratamiento térmico	51
2.3.13.4.2.2. Desventajas del tratamiento térmico.....	51
2.3.13.4.3. Tratamiento eléctrico	52
2.3.13.4.4. Surfactante como demulsificantes.....	52
CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	56
3.1. Principales problemas que origina la cantidad de agua que se encuentra presente en el crudo Merey.	56
3.2. Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de demulsificantes para la utilización de estos en las operaciones de inyección al crudo Merey	57
3.3. Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionara el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo	66
3.3.1. Determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS)	67
3.3.2. Determinación de la gravedad API	69
3.3.3. Medición de la Densidad.....	70

3.4. Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los demulsificantes con el aumento de temperatura	72
CAPÍTULO IV . DISCUSIÓN DE RESULTADOS	73
4.1. Principales problemas que origina la cantidad de agua que se encuentra presente en el crudo Merey	73
4.2. Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de demulsificantes para la utilización de estos en las operaciones de inyección al crudo Merey	76
4.3. Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionara el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo	78
4.4. Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los demulsificantes con el aumento de temperatura	90
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104

ÍNDICE DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
Tabla 2.1. Composición de los crudos desde el punto de vista elemental ^[4]	25
Tabla 2.2. Clasificación de los crudos según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. ^[5]	27
Tabla 2.3. Rango de Operación en PTO ^[7]	36
Tabla 2.4. Características principales del oleoducto Troncal 51, Ø 30” ^[8]	39
Tabla 2.5. Detalle de cada una de las Troncales ^[8]	40
Tabla 2.6. Capacidad de los Patios de Tanques ^[9]	41
Tabla 3.1. Propiedades del Crudo Merey	58
Tabla 3.2. Métodos ASTM para determinar propiedades fisicoquímicas de los fluidos.....	67
Tabla 3.3. Valores estimados de %AyS.....	69
Tabla 3.4. Clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API.....	70
Tabla 4.1. Propiedades físicas de los demulsificante A,B y C.....	77
Tabla 4.2. Propiedades físicas de los demulsificante D,E y F	78

ÍNDICE DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz ^[4]	21
Figura 2.2. Estructura Organizativa de las Gerencias Operacionales de la Refinería Puerto La Cruz. ^[4]	22
Figura 2.3. Organigrama de la Gerencia de MCyP. ^[4]	23
Figura 2.4. Organigrama del Terminal Marino. ^[4]	24
Figura 2.5. Distribución de los Crudos Según su Composición Química ^[5]	28
Figura 2.6. Tanques de almacenamiento de la Segregación Merey ^[7]	33
Figura 2.7. Esquema de un tanque de techo fijo cónico ^[7]	34
Figura 2.8. Esquema de un tanque de techo flotante ^[7]	35
Figura 2.9. Esquema de un Tanque de Techo Flotante interno ^[7]	36
Figura 2.10. Bomba de Crudo Merey ^[8]	38
Figura 2.11. Microfotografía de emulsión agua en petróleo O/W ^[10]	44
Figura 2.12. Procedimiento para la realización de la prueba de botella ^[12]	55
Figura 2.13. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación ^[12]	55
Figura 3.1. Ventana Principal del Sistema de Laboratorio	58
Figura 3.2. Ventana de Inicio al Sistema de Laboratorio.....	59
Figura 3.3. Ventana de Cambios en datas de Laboratorio	60
Figura 3.4. Ventana “Data de Laboratorio”	61
Figura 3.5. Baño de calentamiento para precalentar las muestras de crudo a 60 °C ..	68
Figura 3.6. Muestras de crudo llevadas a la centrífuga. Método ASTM D 4007	68
Figura 3.7. Medición de la gravedad API. Método ASTM D 1298.....	70
Figura 3.8. Medición de la densidad. Método ASTM D 5002.....	71
Figura 4.1. Esquema desalación Planta Destilación Atmosférica DA-2.....	76

Figura 4.2. Diferentes muestras del agua coalescida obtenidas en las Pruebas de botellas	79
Figura 4.3. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 25 ppm	81
Figura 4.4. Comparación de la actuación de los 6 a la dosificación de 50 ppm	82
Figura 4.5. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella a una dosis de 75 ppm	83
Figura 4.6. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes en el tiempo para una dosificación de 100 ppm.....	84
Figura 4.7. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 125 ppm	85
Figura 4.8. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes en el tiempo para la dosificación de 150 ppm	86
Figura 4.9. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella a una dosis de 175 ppm	87
Figura 4.10. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 200 ppm	88
Figura 4.11. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes para una dosificación de 250 ppm	89
Figura 4.12. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes a una dosificación de 300 ppm	90
Figura 4.13. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 25 ppm.....	91
Figura 4.14. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 50 ppm	92
Figura 4.15. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 75 ppm.....	93
Figura 4.16. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 100 ppm	94

Figura 4.17. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 125 ppm.....	95
Figura 4.18. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 150 ppm.....	96
Figura 4.19. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 175 ppm.....	97
Figura 4.20. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 200 ppm.....	98
Figura 4.21. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 250 ppm.....	99
Figura 4.22. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 300 ppm.....	100

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA), es la empresa matriz, propiedad del Estado Venezolano, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Tiene como función planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas operadoras y filiales, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo, gas, y crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como actividades de refinación de crudos y el suministro de productos a los mercados internos y de exportación y actividades de exploración de yacimientos de carbón. Además realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

El presente trabajo de investigación se realizará en la Refinería Puerto La Cruz, en la Superintendencia de Movimiento Crudos, de la Gerencia de Movimiento de Crudos y Productos de Petróleos de Venezuela (PDVSA) en Puerto la Cruz, Estado Anzoátegui.

La Gerencia de Movimientos de Crudos y Productos (MCyP) tiene como función almacenar, manejar, mezclar y acondicionar los diferentes crudos provenientes de los diferentes campos de producción ubicados al Sur de Anzoátegui y Norte de Monagas a fin de garantizar el cumplimiento de los programas diarios de Suministro de Crudo a las Plantas Destiladoras de la Refinería Puerto la Cruz para así cumplir con la entrega al mercado local e internacional en calidad, volumen y

tiempo, a un costo óptimo, en consecuencia con la protección del personal, instalaciones y la conservación del ambiente.

Adicionalmente transforma los insumos y componentes recibidos de otras refinерías nacionales que se reciben vía buque los cuales a través de operaciones de mezclas y procesos de refinación se obtienen los productos finales según las especificaciones exigidas por nuestros clientes. La Gerencia de MCyP está conformada por cuatro (4) Superintendencias: Superintendencia de Crudos, Superintendencia de Productos, Superintendencia de Terminal Marino y la Superintendencia de Servicios Gestión.

El desarrollo de esta investigación está motivado por el hecho de que actualmente en la gerencia de MCyP se reciben cuatro tipos de crudo, uno de ellos es el crudo Merey de 16°API, el cual se almacena en grandes tanques de acero, cada uno de los cuales tiene cabida para algunos centenares de barriles. Uno de los problemas que se origina con este tipo de crudo es que frecuentemente viene con un alto porcentaje de agua y sedimento lo que ocasiona pérdidas económicas para la empresa ya que se tiene que esperar por largos periodos de tiempo de reposo para la decantación del agua y pueda alcanzar la concentración de agua mínima exigida y ser así comercializado y refinado. La finalidad de este trabajo es realizar pruebas de laboratorio para seleccionar un aditivo químico con propiedades demulsificantes que permita que el agua se separe del crudo con mayor rapidez y así disponer su uso en la especificación requerida por el cliente con lo cual se evitarían grandes pérdidas económicas a las corporaciones por demoras en la carga de los tanqueros.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar por medio de pruebas de laboratorio de químicos demulsificantes para inyectarse a la línea de crudo Merey antes de su almacenamiento.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Enfocar cuales son los principales problemas que origina la cantidad de agua que se encuentra presente en el crudo Merey.
2. Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de demulsificantes para la utilización de estos en la operación de inyección al crudo Merey.
3. Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionara el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo.
4. Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los demulsificantes con el aumento de temperatura.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la Investigación

- **Guzmán**, estudió un modelo con el software de simulación PIPESIM 2003. Este modelo sirvió de base para examinar las capacidades máximas de transporte de crudo Merey 16 °API por la troncal 51, desde Patio Tanque Oficina (PTO) hasta los terminales de embarque José y Guaraguao, además de determinar las presiones bajo las cuales se deben operar las estaciones para garantizar el transporte exitoso del crudo hasta su destino, obteniendo como resultados que la capacidad máxima de crudo que puede ser manejada por la troncal 51 es de (482,1 MBND) y se obtiene cuando se recibe en un tanque 250xN. La mayor caída de presión es generada cuando se recibe en el tanque 470x1. Por encima de un 40 % de apertura en las válvulas no se genera incremento significativo en el caudal manejado por la troncal, éste se mantiene constante hasta un 100 % de apertura, esto se debe a que las válvulas de compuerta utilizadas son de apertura rápida. Las alternativas operacionales bajo las cuales opera la troncal son posibles de llevar a cabo, ya que las mismas se realizan bajo las condiciones límites de operación establecidas para garantizar el transporte del crudo. ^[1]

- **Cardona**, estudió la búsqueda de una evaluación que permita conocer las causantes de esta variabilidad de calidades en cuanto a la gravedad °API, y contenido de metales de dicha segregación desde el pozo hasta las diferentes estaciones de descarga. Logrando con esto determinar las variantes que están ocasionando problemas operacionales en las unidades de proceso de

refinación, lo que trae como consecuencia más consumo de amina, catalizador, combustibles, aumentos de temperatura, presión, daños al regenerador en los medidores de flujo, el horno, desactivando la actividad y el rendimiento deseado del producto. ^[2]

- **Mariano**, propició mejoras en el sistema de deshidratación de crudo en la estación batería-17, perteneciente a la unidad de producción mediano del Distrito Sur - San Tomé. PDVSA donde se caracterizó el crudo que se maneja en la estación, y se ejecutaron evaluaciones mediante pruebas de botellas, a los productos demulsificantes. ^[3]

2.2. Ubicación Geográfica del Área

La Refinería Puerto la Cruz está ubicada en la Costa Nor-Oriental del país al este de la ciudad de Puerto La Cruz en el estado Anzoátegui; tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe y está conectada por oleoductos con los campos de producción de Oriente y posee una capacidad de procesamiento de crudo de 180 MBD, garantizando al mercado interno el suministro de gasolina, GLP, kerosén, diesel y residual.

Actualmente la refinería la conforman las instalaciones de Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque, ubicada esta última a 40 Km. de Anaco, vecina a la población de Santa Ana, estado Anzoátegui, mientras que la refinería el Chaure está ubicada a orillas de la bahía Bergantín a 5 km. de Puerto La Cruz la Figura 2.1 muestra la ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz. ^[4]

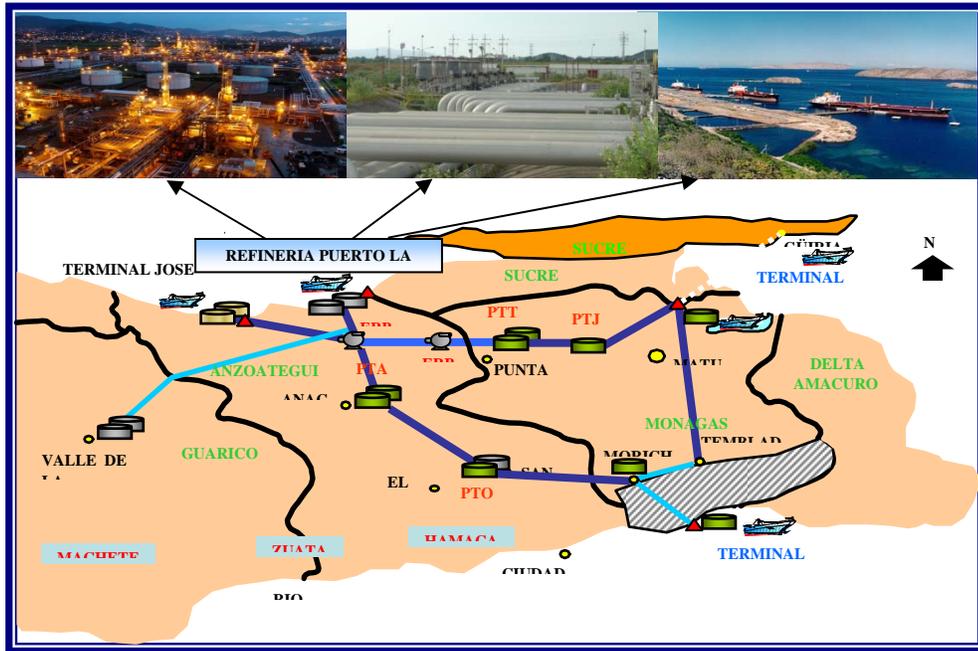


Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz ^[4]

2.2.1. Estructura Organizativa

La estructura organizacional permite definir en forma explícita la línea de autoridad y comunicación entre todo el personal que labora en la Refinería. A continuación se muestra detalle organizativo de las Gerencias Operacionales de la Refinería (Figura 2.2). ^[4]

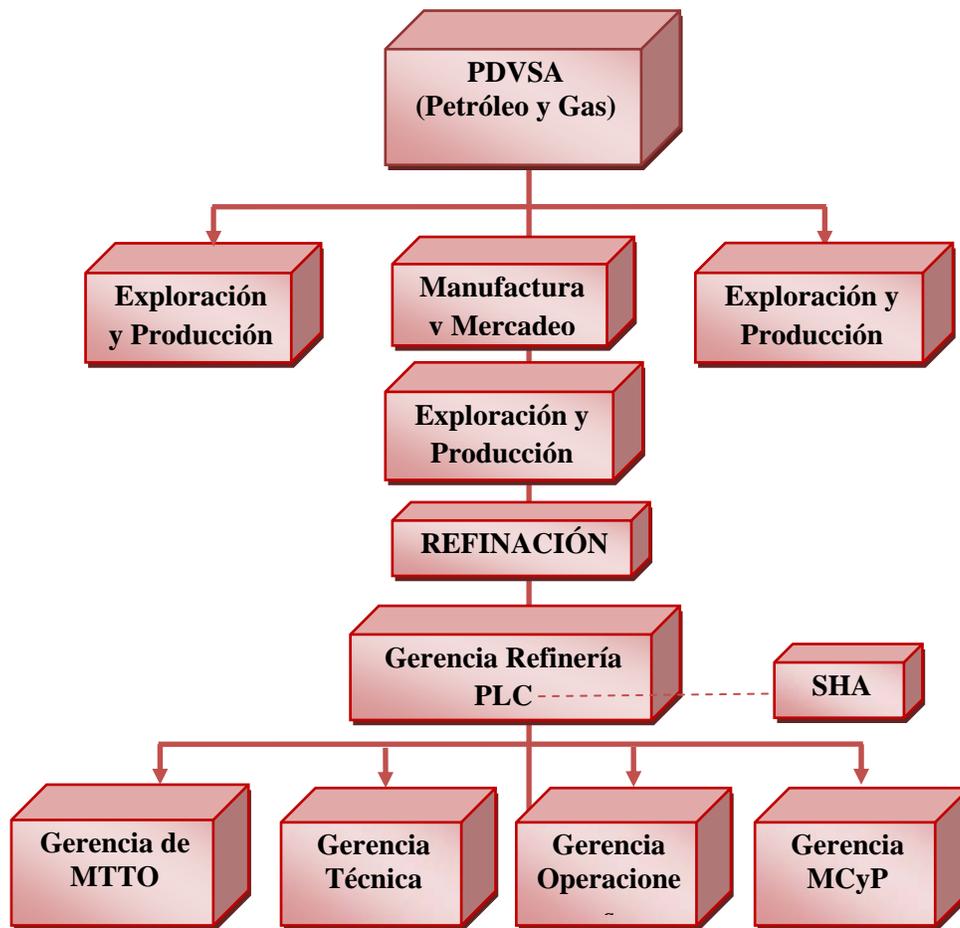


Figura 2.2. Estructura Organizativa de las Gerencias Operacionales de la Refinería Puerto La Cruz. ^[4]

2.2.1.1. Gerencia de Movimiento de Crudos y Productos (MCyP)

Entre las gerencias que conforman la estructura organizativa de la refinería de Puerto la Cruz se encuentra la Gerencia de Movimientos de Crudos y Productos, encargada del movimiento de hidrocarburos (Crudos y Productos) a escala nacional e internacional. Esta gerencia tiene como misión ser un equipo de alto desempeño, capaz de asumir y alcanzar altos niveles de excelencia en las operaciones de manejo

de hidrocarburos, satisfaciendo los requerimientos de calidad de sus clientes, que le permitan competir con terminales de altos estándares, generando dividendos para la corporación. MC y P tiene como visión, maximizar la creación de valor a través de la optimización de los procesos de almacenaje y manejo de crudos, mezcla de componentes y suministros de crudos y productos, a fin de cumplir la entrega al mercado local e internacional de calidad, volumen y tiempo, a un costo óptimo, garantizando la protección del personal, instalaciones y la conservación del ambiente.

La Gerencia de MCyP está conformada por cuatro (4) Superintendencias y una Unidad, tal como se muestra en la Figura 2.3. ^[4]

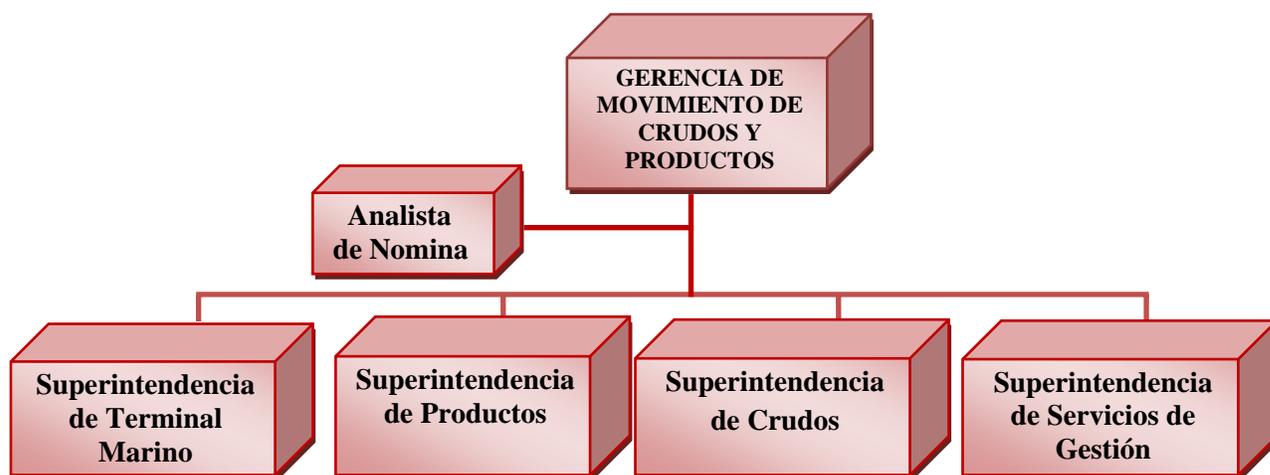


Figura 2.3. Organigrama de la Gerencia de MCyP. ^[4]

El Terminal Marino de Guaraguao está situado en la Costa Noroeste de Venezuela dentro de la Bahía de Bergantín la cual a su vez se encuentra dentro de la Bahía de Pozuelos. El Terminal Marino maneja el 90% de la producción petrolera de la zona oriental del país y actualmente cuenta con 7 muelles para carga y descarga de crudos y productos.

El Recibo y Despacho de Hidrocarburos y/o Productos se lleva a cabo en las instalaciones del Terminal Marino de Guaraguao, el cual presenta la siguiente estructura organizativa, tal como se muestra en la Figura. 2.4. ^[4]

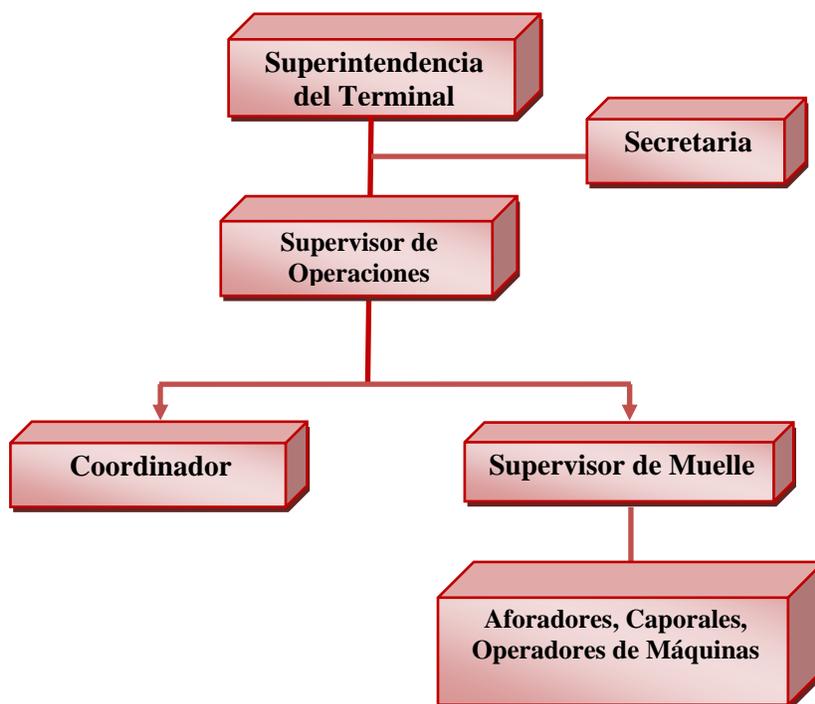


Figura 2.4. Organigrama del Terminal Marino. ^[4]

2.3. Resumen de Conocimientos Previos

2.3.1. Crudo

Se define crudo como una mezcla de hidrocarburos (compuestos formados únicamente por átomos de carbono e hidrogeno) e impurezas, entre las cuales las más comunes están constituidas por compuestos orgánicos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. El crudo puede variar desde un líquido movible, de color amarillo o verde,

hasta fluidos más oscuros y con frecuencia casi negros, muy viscosos que a veces se solidifican en una pasta negra. El olor es característico y a veces es desagradable. La gran variedad de aspectos es originada por diferencia en la composición química de los crudos. En la tabla 2.1 se muestra el porcentaje en peso de cada elemento en la composición del crudo.^[4]

Tabla 2.1. Composición de los crudos desde el punto de vista elemental^[4]

Elemento	% Peso
Carbono	82 - 87
Hidrógeno	11,4 - 15,0
Azufre	Trazas - 6
Nitrógeno	Trazas - 6
Oxígeno	Trazas - 6
Metales	Partes por millón (mg/kg)

2.3.1.1. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos

2.3.1.1.1. Densidad

Es la relación que existe entre el volumen y la masa de un objeto o sustancia. Es una propiedad física que es característica de las sustancias puras y es considerada como una propiedad intensiva, ya que es independiente al tamaño de la muestra.^[4]

2.3.1.1.2. Densidad Relativa

Es una relación entre la densidad de un fluido y la densidad de un fluido patrón, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Esta se expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$Dr a 60^{\circ} F = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Dónde:

Dr: Densidad Relativa del Petróleo

°API: Gravedad API

2.3.1.1.3. Gravedad API

Es una escala empírica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo, la cual es usada en la industria del petróleo tomando una temperatura de 60 °F. En este sistema al agua se le asigna un valor arbitrario de 10 °API. ^[4]

2.3.1.1.3.1. Factores que afectan la gravedad API

- **Presión:** Puede ser considerada casi independiente de la presión, motivado a que esta es función de la gravedad específica que a su vez es función de la densidad.
- **Temperatura:** Un aumento de la temperatura puede generar una pérdida considerable de hidrocarburos que posean un bajo punto de ebullición y eso trae como consecuencia que se produzca una reducción en la masa contenida en el cilindro ocasionando errores en la lectura del hidrómetro. ^[4]

2.3.2. Clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad °API.

Generalmente los hidrocarburos líquidos se clasifican en condensados y petróleos crudos, dependiendo de la gravedad específica (°API) de cada uno. Esta clasificación da una idea de la viscosidad o fluidez, pero no aporta información específica acerca de las otras características y composición. El término de petróleos crudos condensados se refiere aquellos hidrocarburos que se caracterizan por encontrarse en estado gaseoso en las condiciones originales del yacimiento y líquido bajo condiciones atmosféricas y por no ser obtenidos mediante procesos de absorción, absorción, compresión, refrigeración o combinación de tales procesos, que tienen una gravedad mayor de 40,2 °API y su color va de amarillo al negro. En esta escala, cuando más liviano es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuando más pesado es el crudo, menor es su gravedad API. La clasificación de los crudos por rango de grados API que utiliza el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) se muestra en la tabla 2.2.^[5]

Tabla 2.2. Clasificación de los crudos según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.^[5]

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API
Condensados	MAYOR 40,2
Crudos livianos	30° - 40,2°
Crudos medianos	22° - 29,9°
Crudos pesados	10° - 21,9°
Crudos extrapesados	9,9° - MENOR

2.3.3. Clasificación de los crudos según su composición química

Los componentes del petróleo pueden dividirse en: hidrocarburos, compuestos oxigenados, compuestos de azufre, compuestos nitrogenados, compuestos resinosos y asfálticos y compuestos metálicos. Como hidrocarburos, todos los demás compuestos presentes en el petróleo son sustancias orgánicas que contienen carbono. Los componentes resinosos y asfálticos contienen oxígeno y se trata como clase especial por sus propiedades físicas. Los hidrocarburos del petróleo son parafinas (alcanos), cicloparafinas (cicloalcanos y nafténos) y aromáticos. En el petróleo hay olefinas y otros hidrocarburos no saturados. Los alcanos en el petróleo representan toda la serie, empezando con los alcanos gaseosos y terminando con sólidos.^[5]

Acorde con las previas consideraciones el petróleo crudo, puede considerarse como Parafínico o Nafténico si el contenido de hidrocarburos saturados es mayor que 50% de las partículas de crudo. Pueden considerarse como Aromáticos, cuando el contenido de Aromáticos, Resinas y Asfáltenos es mayor que el 50%; pueden existir clases mixtas. Estos hidrocarburos se describen en la Figura 2.5.^[5]

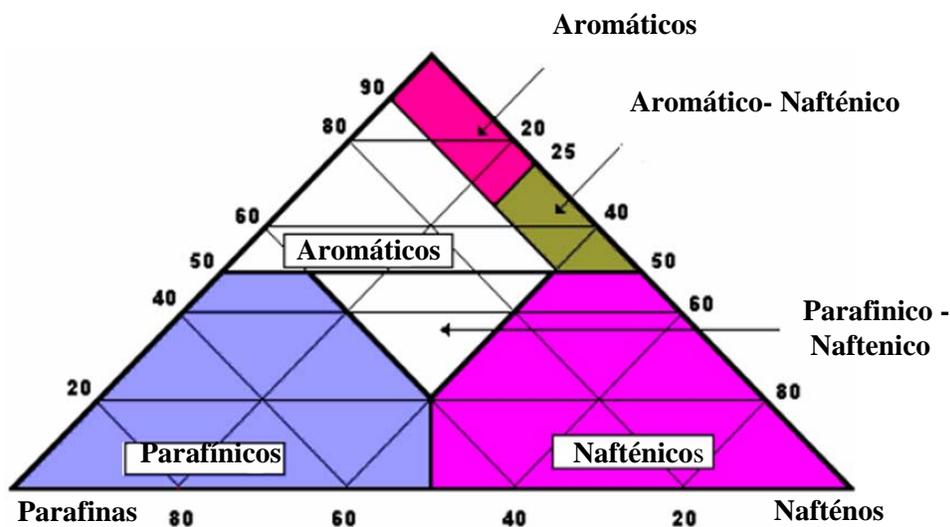


Figura 2.5. Distribución de los Crudos Según su Composición Química^[5]

2.3.4. Clasificación de los hidrocarburos por segregación

Una **Segregación** es el crudo producido en un área operacional proveniente de pozos perforados en diferentes yacimientos con características especiales. Se clasifican en:

2.3.4.1. Segregaciones Comerciales

Son mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades que se hacen con fines comerciales. Las segregaciones le permiten a la industria la flexibilidad necesaria para lograr mayor capacidad y eficiencia en la obtención de productos y asegurar la mayor captación de mercados internacionales. ^[5]

2.3.4.2. Segregaciones Operacionales

Son aquellos crudos con características físico-químicas similares y/o compatibles recolectados y tratados en sistemas independientes para ser luego refinados y así obtener productos de calidad y especificaciones comerciales definidas. ^[5]

2.3.4.2.1. Merey 16

Es la denominación comercial (blend) de un crudo pesado de 16 grados API, producto de un proceso de mezcla de crudos del Oriente de Venezuela. Por ser un blend pesado, el Merey 16 requiere de conversión profunda en el proceso de refinación. ^[5]

2.3.5. Sistema de Tanques

Los tanques son recipientes metálicos de forma cilíndrica o esférica, destinados a la recolección del crudo. Proveniente generalmente de los pozos. Los tanques más usados en facilidades de superficie de producción petrolera pueden clasificarse según su función:

- Tanque para el almacenamiento de crudo sucio o limpio.
- Tanques para probar pozos. ^[6]

Funciones que cumplen los tanques de almacenamiento

- Realizan la última etapa de separación a presión atmosférica.
- Provee una capacidad de almacenamiento provisional.
- Suelen actuar como tanques de surgencia, de tal forma que reduce la turbulencia del fluido, antes de llegar este a la bomba, mejorando así su eficiencia. ^[6]

Equipos para el lavado del Crudo.

El proceso del lavado del crudo consiste en pasar una emulsión a través de un colchón de agua, generalmente caliente para provocar la disolución de las gotas suspendidas en el crudo. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de tanques conocidos en la industria como tanques de lavado. En estos equipos se separa el petróleo y el agua y se trata mecánicamente la posible emulsión agua – petróleo, mediante un simple asentamiento (proceso de decantación) se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua en virtud de sus diferencias de densidades, por lo que, siendo el agua más pesada que el petróleo, se asienta en el fondo del tanque.

Para que el asentamiento o separación por gravedad sea efectivo, la emulsión debe haber sido rota con ayuda de calor, inyección de productos químicos solubles en petróleo y auxiliares mecánicos dentro del tanque (deflectores) necesarios para acelerar la separación.^[6]

2.3.6. Refinación del Petróleo

El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos con pequeñas cantidades de compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno y ciertos metales como: vanadio, níquel, sodio y otros, considerados impurezas de petróleo, las cuales afectan su calidad. El color de petróleo crudo es variado: lechoso, marrón, amarillo, verde oscuro hasta negro. Su viscosidad y densidad varían dependiendo de su composición química y su olor depende del contenido de azufre. El crudo, tal como se extrae del subsuelo, tiene poco uso, por lo que es necesario refinarlo.

La refinación comprende una serie de procesos de separación, transformación y purificación, mediante los cuales el petróleo crudo es convertido en productos útiles con innumerables usos, que van desde la simple combustión en una lámpara hasta la fabricación de productos intermedios, que a su vez, son la materia prima para la obtención de otros productos industriales. Las diferentes formas son separadas en altas columnas llamadas columnas de fraccionamiento. Cada forma de petróleo, llamada fracción, es una mezcla de hidrocarburos (sustancias compuestas solamente por carbono e hidrógeno). Estas fracciones varían de "pesadas" (con grandes moléculas) a "livianas".^[7]

2.3.6.1. Procesos de Refinación

La industria de refinación de petróleo encierra una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo para obtener de él por destilación y transformación química, los diversos hidrocarburos o las familias de hidrocarburos. Los procesos de refinación del petróleo pueden clasificarse en dos grandes grupos:

2.3.6.1.1. Separación

Consiste en separar el crudo en diferentes fracciones de petróleo, de acuerdo con su temperatura de ebullición. Para ello emplea procesos físicos como: destilación atmosférica y destilación al vacío.

2.3.6.1.2. Conversión

Consiste en transformar unos componentes del petróleo en otros mediante reacciones químicas, por acción del calor y en general, con el uso de catalizadores. Son procesos de conversión, entre otros, la reformación y la desintegración o craqueo; ambos procesos cambian la estructura molecular de los hidrocarburos, originalmente presentes en el petróleo.^[7]

2.3.7. Tanques de Almacenamientos

Se consideran como tanques de almacenamiento, aquellos recipientes que se utilizan para depositar crudos, productos y otros líquidos. En el PTO, existen nueve (9) tanques, de los cuales siete (7) tienen una capacidad nominal de 96 MBLS cada uno y dos (2) tienen una capacidad nominal de 150 MBLS, éstos están construidos

con láminas de acero cumpliendo con las especificaciones de la norma API estándar 650; seis (6) de estos tanques son de techo cónico fijo y 3 de techo flotante, en 3 de ellos se almacena diluyente y en el resto (6 tanques) se almacena la segregación Merey. En la Figura 2.6 se observan algunos tanques de almacenamiento de crudo del PTO. ^[7]



Figura 2.6. Tanques de almacenamiento de la Segregación Merey ^[7]

2.3.7.1. Tipos de tanques de almacenamiento según su diseño

2.3.7.1.1. Tanque de techo fijo

Este tipo de tanques como se muestra en la Figura 2.7, consisten básicamente en una cáscara de acero cilíndrica con un techo fijado, de allí, que este puede variar su diseño en cónico o tipo domo, los mismos están equipados con válvulas de venteo y de vacío las cuales tienen como propósito evitar la liberación de vapores durante pequeños cambios en la temperatura, presión o nivel del líquido. ^[7]

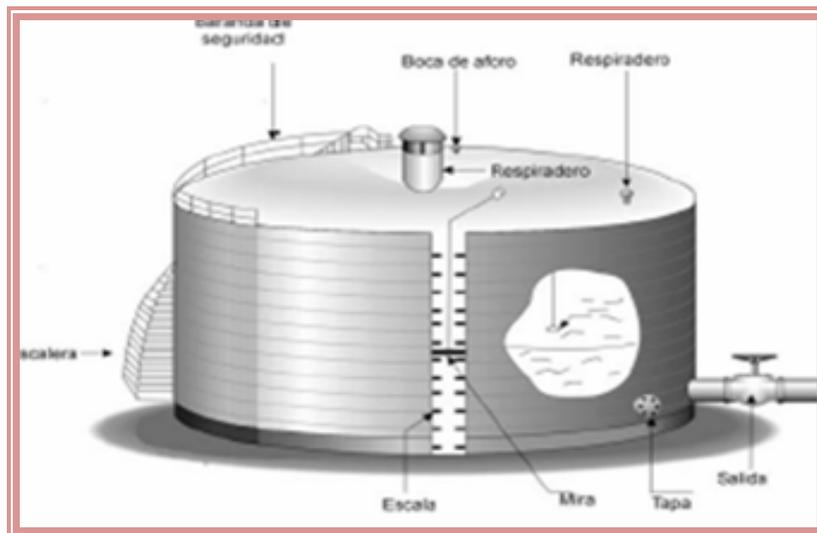


Figura 2.7. Esquema de un tanque de techo fijo cónico^[7]

2.3.7.1.2. Tanques de techo flotantes

Los tanques de techo flotantes pueden ser, de techo flotante externo o de techo flotante interno, siendo los existentes en PTO techos flotantes externos.^[7]

2.3.7.1.2.1. Tanques de techo flotantes externos

Éstos poseen un techo móvil que flota encima del producto almacenado con la intención de disminuir el espacio entre el techo y la superficie del líquido, lo que disminuirá la acumulación de vapores y su posterior expulsión a la atmósfera. Entre las principales funciones de los tanques con techo flotante, se distinguen las siguientes:

- ✓ El techo debe flotar en el líquido almacenado.
- ✓ El sello entre el techo y la pared del tanque debe reducir a un mínimo las pérdidas de hidrocarburos por evaporación.

✓ El techo debe permitir que se incremente el grado de seguridad con respecto a un tanque de techo fijo. Por lo tanto, las posibilidades de fuego se reducen, ya que la única región expuesta al líquido inflamable se localiza en la unión techo-pared del tanque.

Precisamente, la mayoría de esos tanques poseen sistemas o bases de espuma que permiten extinguir fuego en caso de ocurrir en el área del sello. La Figura 2.8 muestra un esquema de un tanque de techo flotante externo.^[7]

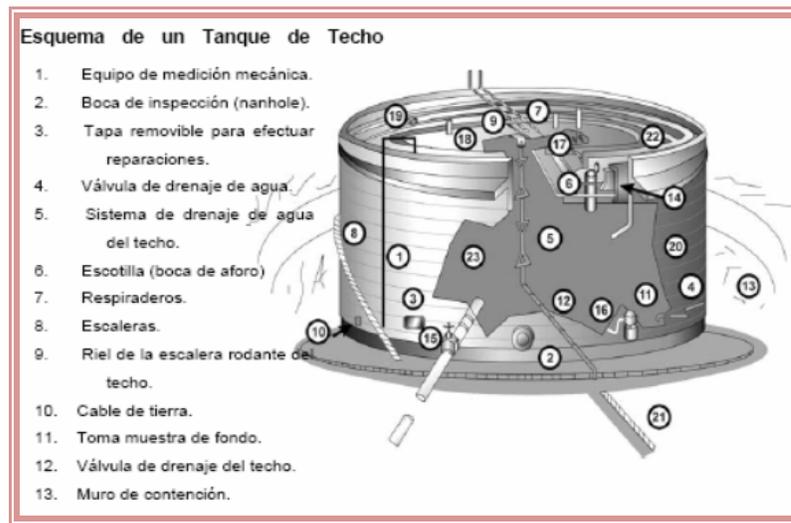


Figura 2.8. Esquema de un tanque de techo flotante^[7]

2.3.7.1.2.2. Tanque de techo flotante interno

Consiste en tanques de techo fijo que a su vez contiene una cubierta interna flotante. El techo fijo externo protege al flotante interno de la lluvia y otros agentes externos, mientras que el techo flotante tiene como función mantener los vapores, por lo que no tiene que ser resistente ni robusto, solo lo necesario para cumplir su función. El tanque de techo fijo, normalmente almacena crudos y productos poco

volátiles. Los tanques de techo flotante externos e internos, se usan para minimizar las mermas o pérdidas por evaporación. La Figura 2.9 muestra un esquema de un tanque de techo flotante interno.^[7]

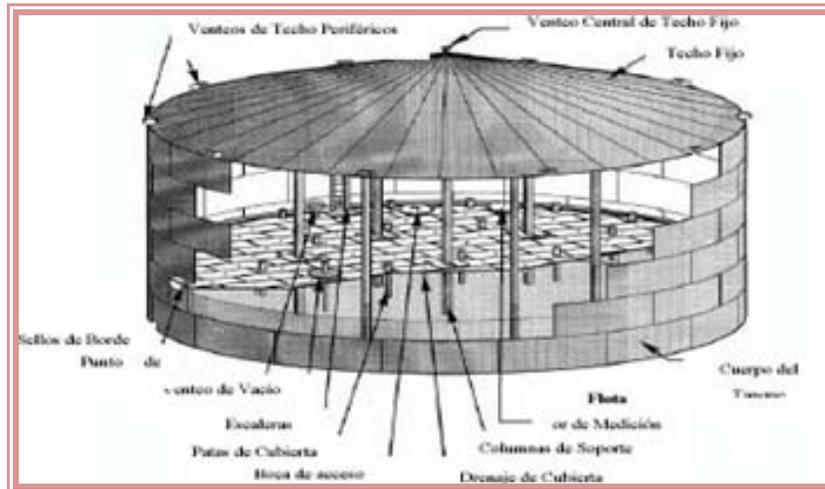


Figura 2.9. Esquema de un Tanque de Techo Flotante interno ^[7]

Las Tablas 2.3 y 2.4 muestran las características de los tanques, su capacidad de almacenamiento en PTO y su rango de operación.^[7]

Tabla 2.3. Rango de Operación en PTO ^[7]

Variables/Parámetros	Nivel Mín.Operacional	Nivel Máx.Operacional
Nivel de crudo en tanques	8 ft (T.Flote)/ 5ft (T.Fijo)	44 ft
Altura del agua	N/A	6 Pulgadas
% AyS en el crudo Merey	N/A	0,8
Gravedad API del Crudo	15,5 Grados	16,5 Grados

2.3.8. Manejo del Crudo Merrey

2.3.8.1. Tanques de Almacenaje

Los tanques 97x08, 97x09 y 97x10, recibe de la troncal 51 por línea Roja Oficina 30” del múltiple #2 o directo de la troncal alineando la válvula 3062 en línea de succión a los tanques. Estos tanques son para la alimentación de la Planta DA-2. La carga a los muelles se realiza por succión 1 ó 2 entrando a bombas de transferencia 1 y 2 y saliendo por línea de descarga 3 y 4, las cuales llegan al múltiple principal a descargar por líneas de carga a muelle. ^[8]

2.3.8.2. Tanques de Carga

Los tanques 470x1 y 165x1 reciben de la troncal 51 por línea Roja Oficina 30” a la línea de carga y descarga de los tanques. También reciben de los tanques de almacenaje 97x08, 97x09 y 97x10 por línea de transferencia 3 y 4 del múltiple principal a la línea de carga y descarga de los tanques. La carga a los muelles se realiza por gravedad directamente descargando por las líneas de carga y descarga de los tanques a las líneas de carga a Muelle (1-7) donde se realizará la operación. ^[8]

2.3.8.3. Bombas principales Merrey

Su función es elevar la presión del crudo Merrey en PTO para luego ser transportado hasta Puerto La Cruz y José para su refinación y comercialización, para ello se dispone de cinco (5) unidades de bombas (P-101/102/103/104/105), conectadas en paralelo, todas marca Byron Jackson United, centrífugas horizontales de dos etapas, pero las mismas difieren en su capacidad. La Figura 2.10 muestra la fotografía de este tipo de bombas. ^[8]



Figura 2.10. Bomba de Crudo Merey ^[8]

2.3.9. Oleoducto Troncal 51 de 30 pulgadas de diámetro.

Este oleoducto fue diseñado y construido por Mene Grande Oil Co; en el año 1957 y puesto en servicio a principios del año 1958. Tiene una longitud de 155 km y actualmente se utiliza para el transporte de la segregación Merey 16° API. El oleoducto sale desde el PTO y llega hasta el Múltiple Principal de Carga en Puerto La Cruz, viene paralelo a la carretera nacional El Tigre- Cantaura y la vieja carretera nacional Cantaura-Anaco-PLC. En su trayectoria el oleoducto está enterrado en los pases de carreteras, en las progresivas km 118-km 114, km 104-km 94 y en el tramo Naricual-PLC, con una sección aérea entre el Hotel Aladín y Hospital Luís Razetti.

El oleoducto está constituido por dos (2) estaciones de rebombes, una en el Patio de Tanques Anaco (PTA), denominada Reb-PTA y la otra en el km52, denominada Reb-Merey km52. En el año 1997 se construyó otro oleoducto de 30 pulgadas de diámetro en el tramo km52- Jose, totalmente enterrado, de una longitud de 49 km, y paralelo a la autopista Anaco-Barcelona. En el km52, existe una válvula

de compuerta que permite la apertura o el cierre de flujo hacia José (normalmente permanece abierta un 25 %), mientras que la válvula que permite el cierre o la apertura de flujo hacia Puerto La Cruz, se encuentra en Curataquiche en el km 37, ésta permanece abierta 100 % la mayor parte del tiempo. La Tabla 2.4 muestra las características principales del Troncal 51. ^[8]

Tabla 2.4. Características principales del oleoducto Troncal 51, Ø 30” ^[8]

Características	PLC	JOSE
Longitud (km)	155	49
Diámetro (pulg.)	30	30
Presión Max.Operc.(Lpca)	700	700
Presión de Diseño (Lpca)	800	800
Espesor (pulg.)	0,375	0,375
Tipo de Acero	X-52	X-52

2.3.10. Recibo de Crudo de la Refinería Puerto La Cruz

En la Refinería Puerto La Cruz se recibe aproximadamente 1.0 MMBD de crudo a través de 6 líneas troncales provenientes de los Patios de Tanques Oficina (PTO), Anaco (PTA) y Travieso (PTT), de acuerdo con una cuota establecida a nivel nación para cumplir con los compromisos del mercado de exportación, refinación y cabotaje., tal como se muestra en la Tabla 2.5 ^[8]

Tabla 2.5. Detalle de cada una de las Troncales ^[8]

Troncales	Patio	Crudo	°API	Diámetro (pulg.)	Bombeo MBH
51	PTO	Merey	15,5 – 16,5	30	8,0 – 14,5
		Leona	23,5 – 24,5		
52	PTA	Leona	25,0 – 28,0	12x16	1,5 – 2,1
53	PTA	Anaco Wax	41,0 – 42,0	16	1,9 – 2,5
54	PTT	Mesa	30,0 – 30,9	26x16	15,0 – 36,0
		Santa Bárbara	36,0 – 36,6	16	5,9 – 6,3

2.3.11. Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento de crudo se encuentra dividido en tres grandes áreas llamadas Patios de Tanques: Carga, Refinería y El Chaure, ubicados en el Terminal Marino, Refinería Puerto La Cruz y Refinería El Chaure respectivamente. ^[9]

2.3.11.1. Patio Refinería

Los tanques ubicados en el patio Refinería están organizados en baterías y por lo tanto conectado como tal. Este patio cuenta para el recibo de crudo de las troncales con una red tubería de 14", llamada línea de recibo, existe una para cada batería. Las baterías también están conectadas a la estación de bomba de transferencia por medio de otra red de tuberías de 20", llamada líneas de transferencia. ^[9]

2.3.11.2. Patio de Carga

Los tanques ubicados en el patio de carga son servidos por el múltiple principal de carga y cada tanque tiene una sola línea, por donde recibe y entrega el crudo. Estos tanques pueden recibir crudo directamente de las troncales son empleados para el embarque de crudo a través de los muelles, lo cual se hace por gravedad. ^[9]

2.3.11.3. Patio El Chaure

Los tanques ubicados en el patio el Chaure, están subdivididos en dos grupos, uno ubicado en el Cerro Bellorín que recibe crudo directo de las troncales y lo entrega por gravedad, y el otro se encuentra cerca del área de la planta, puede recibir directamente de la troncal y por transferencia del grupo antes mencionado.

Actualmente ambos grupos pueden alimentar la unidad DA-3. Cada tanque posee una línea de recibo y de carga. La Tabla 2,6 muestra la capacidad de los Patios de Tanques. ^[9]

Tabla 2.6. Capacidad de los Patios de Tanques ^[9]

Área	Nº Tanques	Capacidad (MBLS)	
		Nominal	Efectiva
Patio de Carga	15	2,691	2,415
Patio de Refinería	31	3,913	3,243
Patio El Chaure	7	694	596
Total	53	7,298	6,254

2.3.12. Unidad de Destilación DA-2

La unidad de destilación Atmosférica DA-2 está diseñada (según capacidad de equipos) para procesar una carga de 90 MBD de crudo Merey con un rango de gravedades de 15,5-16,5 °API. La unidad posee los siguientes equipos: una fraccionadora principal, dos desaladores, un horno de tipo cilíndrico vertical de tiro natural con capacidad nominal de 60 MBD (sobre diseño para 72 MBD), un despojador de diesel, intercambiadores, equipos rotativos, etc. En el año de 1997, se ejecutó un proyecto para mejorar la confiabilidad de la planta, el cual consistió básicamente en:

- ✓ Reemplazo por deterioro del horno (H-1 por H-2).
- ✓ Instalación de una nueva línea de transferencia.
- ✓ Instrumentación electrónica y centralizada de la planta.
- ✓ Reemplazo por obsolescencia de la bomba principal de carga P-1 por una bomba accionada con motor de velocidad variable.
- ✓ Instalación de bomba de respaldo para rebombeo de crudo a la salida del desalador.
- ✓ Reemplazo por capacidad de las bombas de diesel a almacenaje y reemplazo de las líneas de succión y descarga.
- ✓ Instalación de dos intercambiadores de calor Diesel/Crudo (E-10A/B) y uno de reflujo de diesel/crudo (E-4) en el tren de precalentamiento e instalación de un enfriador (con aire) de Diesel (E-8C), a fin de disminuir la temperatura del diesel a almacenaje.
- ✓ Instalación de un intercambiador de calor residual/crudo (E-2F) para incrementar la temperatura de precalor en el crudo.

El contenido de sal en el crudo Merey se reduce en el Desalador (a 260 °F y 155 psi) de 58 a 22 PTB y BS&W de 1,2% v a 0,4% v. En el desalador adicionalmente

se inyectan entre 50 a 70 GPM de agua de lavado. El crudo se precalienta hasta un rango de temperatura de 490-505°F en el tren de intercambiadores de calor antes de entrar al horno H-2, de donde emerge en un rango de 670-700 °F. El crudo parcialmente vaporizado pasa a la columna de destilación T-1 donde ocurre la separación física de cada una de las fracciones de acuerdo al punto de ebullición de las mismas. En el tope se inyecta amoníaco gas para controlar el PH del agua del tambor D-1.

Los productos de esta unidad se distribuyen como sigue:

- ✓ **Gasolina:** Se envía a la unidad 051 para su fraccionamiento en nafta liviana (DPN) y nafta intermedia (RTB), las cuales son enviadas al sistema de mezclas para producir gasolina de motor y naftas de exportación.
- ✓ **Destilado:** Se incorpora al sistema de diesel de Mercado Interno y Exportación.
- ✓ **Residual:** Residual Largo o residual para exportación. ^[9]

2.3.13. Emulsión

Es una mezcla íntima de dos fases inmiscible en la cual una fase está dispersa, en forma de pequeñas gotitas, en la otra fase que permanece continua; la fase dispersa se conoce como fase interna y la continua como fase externa. Pueden existir muchas clases de emulsiones, dependiendo del tipo de fases que las formen; pero en este caso, nos interesan las emulsiones entre aceite y agua y de ellas se seguirá hablando de aquí en adelante. Figura 2.11 ^[10]

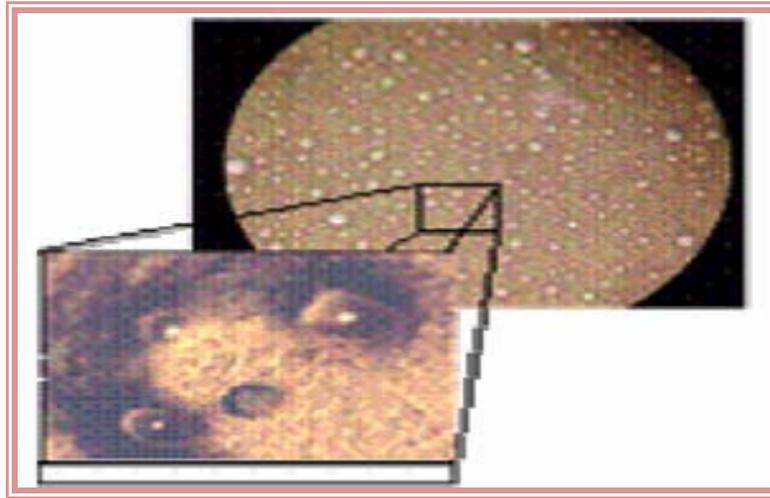


Figura 2.11. Microfotografía de emulsión agua en petróleo O/W ^[10]

2.3.13.1 Clasificación de las emulsiones

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras, dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

2.3.13.1.1. De acuerdo a la estabilidad

- ✓ Estables.
- ✓ Inestables

Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial; una emulsión es inestable, cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad; de todas maneras el tiempo requerido para que se presente segregación es bastante mayor, que cuando las fases no están emulsionadas. Un ejemplo de emulsión inestable es la que se tiene cuando se toma una muestra de crudo liviano parafínico y agua pura; después de una agitación fuerte se puede observar el

agua dispersa en el petróleo, pero si se deja un tiempo en reposo el agua se vuelve a segregar y se va al fondo.^[10]

2.3.13.1.2. De acuerdo a la facilidad para romperlas

- ✓ Flojas
- ✓ Duras

Una emulsión estable es floja, cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y dura, cuando requiere de un proceso más complicado para romperla.

2.3.13.1.3. De acuerdo a su naturaleza

- ✓ Normales
- ✓ Inversa

Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la dispersa es el agua; la fracción de agua en la emulsión puede estar entre 10 y 35%. Se le llama emulsión normal porque es la de mayor ocurrencia; aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes en los campos de petróleo son normales.

Una emulsión es inversa, cuando la fase dispersa es el petróleo y la continua es el agua; se le llama inversa o invertida porque son raras.^[10]

2.3.13.2. Factores que afectan la formación de emulsión

Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se forme emulsiones o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

2.3.13.2.1. Porcentaje y salinidad del agua

El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones variables, pero para cada petróleo crudo existe un porcentaje específico de agua que ocasiona emulsificarse. La salinidad afecta la tensión interfacial entre las fases y entre el emulsificante y las fases; se ha encontrado que los cloruros solubles aumentan la tensión interfacial dificultando la emulsificación.^[10]

2.3.13.2.2 Características del crudo

El tipo de crudo, la viscosidad, densidad y tensión superficial son las características del crudo que mayor influencia tienen sobre la tendencia a formar emulsiones. Los crudos nafténicos muestran mayor tendencia a formar emulsiones que los parafínicos.

Al aumentar la viscosidad y la densidad de los crudos aumenta la tendencia a formar emulsiones.^[10]

2.3.13.2.3. Tiempo

El tiempo de contacto de las fases puede ayudar a la formación de emulsiones, específicamente si durante el tiempo de contacto hay agitación continua.^[10]

2.3.13.2.3.1. Tiempo de residencia o de retención

Con el propósito de asegurar que el líquido y el gas alcancen las condiciones de equilibrio a la presión del separador, es necesario mantener almacenado el líquido durante cierto tiempo, llamado tiempo de residencia o tiempo de retención.

El tiempo de residencia, en el caso de la separación bifásica, depende principalmente de las características de los fluidos en procesamiento, especialmente de la calidad del crudo (° API). Este tiempo puede variar entre 1 minuto y 5 minutos o más, especialmente cuando se trata de crudos pesados. Pruebas de laboratorio pueden confirmar el rango de TR a utilizar. Cuando se presentan problemas de espuma, será necesario aumentar este tiempo desde 1.5, 2.0, 2.5, hasta 4 veces, dependiendo del tipo de espuma. ^[10]

2.3.13.3 Método de tratamiento para la Deshidratación

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O. ^[11]

2.3.13.4. Tratamiento de emulsiones

Tratar una emulsión significa someterla a algún proceso con el fin de separar sus fases (es decir con el fin de romperla). Las emulsiones que se someten a tratamiento son generalmente las emulsiones estables, pues ya se vio que las inestables, si se deja un determinado tiempo en reposo, la separación de fases se presenta por simple segregación; aunque algunas veces el tiempo que se deben dejar en reposo puede ser largo y para acelerar la separación se le hace a las emulsiones inestables algún tratamiento sencillo.

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden

que las gotas de la fase dispersa se unan o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa. Aunque existen muchos métodos para tratar emulsiones, los más comunes son:

- Método térmico.
- Método químico.
- Método eléctrico.
- Combinaciones de los anteriores.

Cuando la emulsión es floja generalmente es suficiente alguno de los tres primeros, pero cuando es apretada se recurre a tratamientos combinados.^[11]

2.3.13.4.1. Tratamiento químico

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas demulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la formación de la emulsión. La acción del demulsificante se ha tratado de explicar de varias maneras. Una dice que el demulsificante es una sustancia que trata de formar una emulsión inversa a la existencia, bien sea afectando la tensión interfacial o presentando una tendencia de humectabilidad opuesta a la que muestra el emulsificante; al haber tendencia a formar emulsión de agua en aceite y a la vez de aceite en agua, ambas tendencia se neutralizan y las fases se separan. Una segunda explicación de la acción del agente demulsificante es que éste actúa sobre la película que cubre las gotas de fase dispersa debilitándola y al hacerlo, las gotas se pueden unir lo cual lleva finalmente a que las fases se separen.

El éxito en el rompimiento químico, consiste en seleccionar el demulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. Existen en el mercado gran variedad de demulsificantes, muchos de los cuales son el mismo químico pero con diferente

nombre comercial, dependiendo de la casa fabricante. La mayoría de los demulsificantes son solubles en agua y algunos en petróleo y sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o kerosene.

El sitio de aplicación depende principalmente de las características de la emulsión y al elegirlo se debe tener presente:

- Se necesita agitación para que el demulsificante se pueda mezclar íntimamente con la emulsión, aunque la agitación no debe ser excesiva porque puede ocurrir que se presente la separación de fases y una nueva emulsificación.

- Si hay mucho agua libre es recomendable retirarla antes de agregar el demulsificante, porque como casi siempre éste es soluble en agua, cierta parte se puede disolver en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa para ayudar a romper la emulsión.

- Mientras mayor sea el tiempo de agitación mayor podrá ser el grado de emulsificación y por tanto, para emulsiones muy duras una forma de acelerar la separación de fases será agregando el demulsificante tan pronto como se pueda.

- A mayor temperatura mejor será el efecto del demulsificante y la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriores, se puede pensar que un sitio apropiado para agregar el demulsificante será en la línea de superficie lo más cerca posible de la cabeza del pozo; si se trata de pozos con mucha agua libre se debe agregar en un punto después de que ésta haya sido retirada de la mezcla y cuando se trata de emulsiones muy duras se podrá mejorar la separación agregando el producto en el fondo del pozo. La cantidad de químico que se debe agregar depende

principalmente del tipo de emulsión y la mejor manera de determinarla es mediante ensayos piloto en laboratorio (Prueba de Botella).

El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas o presión, aire o eléctricamente; la bomba está conectada al depósito del químico de donde lo succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de la emulsión. La rata de inyección se puede ajustar para inyectar la cantidad adecuada y así, evitar el desperdicio del producto, lo cual es importante ya que es bastante costoso.

Las principales ventajas del tratamiento químico son:

- Bajo costo de instalación y operación.
- Proceso y equipo sencillo.
- Versátil. Se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala.
- La cantidad del crudo no se altera.
- La calidad del crudo no se altera.
- Separación rápida y efectiva^[11]

2.3.13.4.1.1. Selección del producto químico

La selección de productos químicos se obtiene a través de pruebas de botellas. Se denominan así debido al tipo de recipiente que se usan en estas pruebas, estas botellas son de 100 cc y vienen graduadas para facilitar su lectura. Para su ejecución se toma una muestra representativa del petróleo crudo, y se agregan en varias botellas en las que se agregarán diversos químicos en diferentes cantidades a varias temperaturas para determinar cuál es la química que mejor rompe la emulsión. Después que las pruebas de botellas son realizadas y las mejores dos o tres químicas han sido seleccionadas se evalúan en el sistema de tratamiento a varias

concentraciones, temperaturas de operación, tiempo de reposo, etc. La química elegida será la que provea la mejor separación de la emulsión, agua decantada más limpia, a más baja temperatura, menor tiempo de residencia y más bajo costo por barril tratado.^[11]

2.3.13.4.2. Tratamiento térmico

Junto con el tratamiento químico, son los métodos más comunes y casi siempre se acostumbra agregar el demulsificante antes de calentar la mezcla.

2.3.13.4.2.1. Ventajas del tratamiento térmico

- Debilitar la película de emulsificante.
- Aumentar el movimiento de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión.
- Disminuye la viscosidad de la fase continua.

2.3.13.4.2.2. Desventajas del tratamiento térmico.

- Incremento en costos por problemas de corrosión y mantenimiento.
- No es tan versátil como el tratamiento químico en el sentido de poderse aplicar sin problemas en grande o pequeña escala.
- Aunque el funcionamiento de calentadores y tratadores es seguro, el riesgo potencial de accidentes graves puede ser mucho mayor que en el caso del tratamiento químico.^[11]

2.3.13.4.3. Tratamiento eléctrico

El principio básico de este tratamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial, después de un calentamiento previo moderado. La corriente alterna es la más barata y la más empleada. El tratamiento eléctrico (coalescencia electrostática) a alto voltaje es utilizado en los campos petroleros o refinerías que trabajan con petróleo crudos que contienen agua y sal. El fenómeno de coalescencia electrostática se hace posible y actúa sobre la composición molecular del agua. ^[11]

2.3.13.4.4. Surfactante como demulsificantes

Los ingleses utilizan la palabra "surfactante" (agente activo de superficie) para denotar una sustancia que posee una actividad superficial o interfacial. Es necesario hacer resaltar que todos los anfífilos no poseen tal actividad, para que esto suceda es necesario que la molécula posea propiedades relativamente equilibradas, quiere decir, que no sea ni demasiado hidrófila ni demasiado hidrófoba. La palabra "surfactant" no tiene una traducción exacta en español, lengua en la cual se usa el término genérico de "tensoactivo", que se refiere a una actividad o a una acción sobre la tensión superficial o interfacial, es decir sobre la energía libre de Gibbs. Este término es equivalente a surfactante solo si se supone que la actividad superficial o interfacial se traduce necesariamente por un descenso de la tensión, lo cual es verdad en la mayor parte de los casos que tienen un interés práctico. Usaremos el neologismo "surfactante"

En general, el término tensoactivo se refiere a una propiedad de la sustancia. Los anfífilos tiene muchas otras propiedades y se les califica según las aplicaciones: jabones, detergentes, dispersantes, emulsionantes, espumantes, bactericida,

inhibidores de corrosión, antiestático, etc. o dentro de las estructuras de tipo: membrana, microemulsión, cristal líquido, liposomas o gel.^[11]

Prueba de botella

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera. Las pruebas de botella ayudan a determinar cual química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

1. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
2. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.

3. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

4. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En las figuras 2.12 y 2.13 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con ésta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar $\frac{1}{2}$ ó $\frac{2}{3}$ del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, 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.^[12]

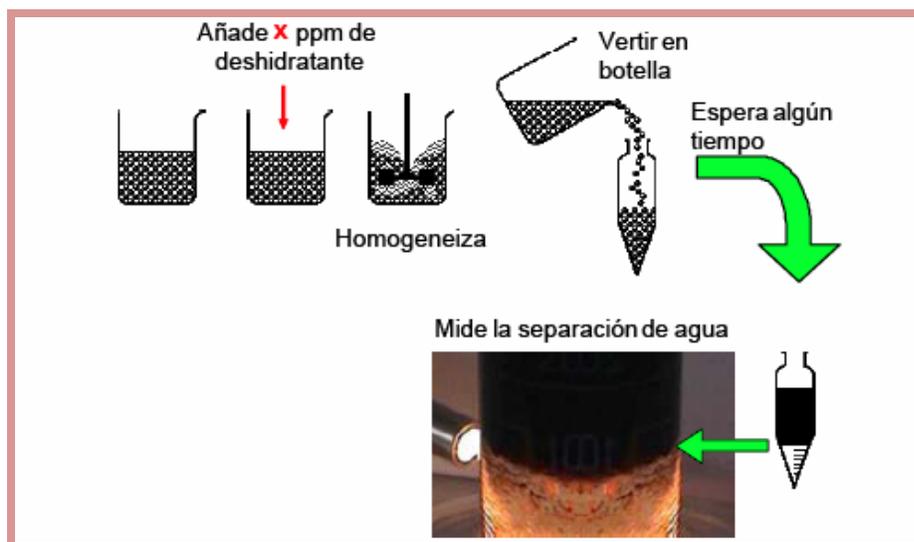


Figura 2.12. Procedimiento para la realización de la prueba de botella ^[12]

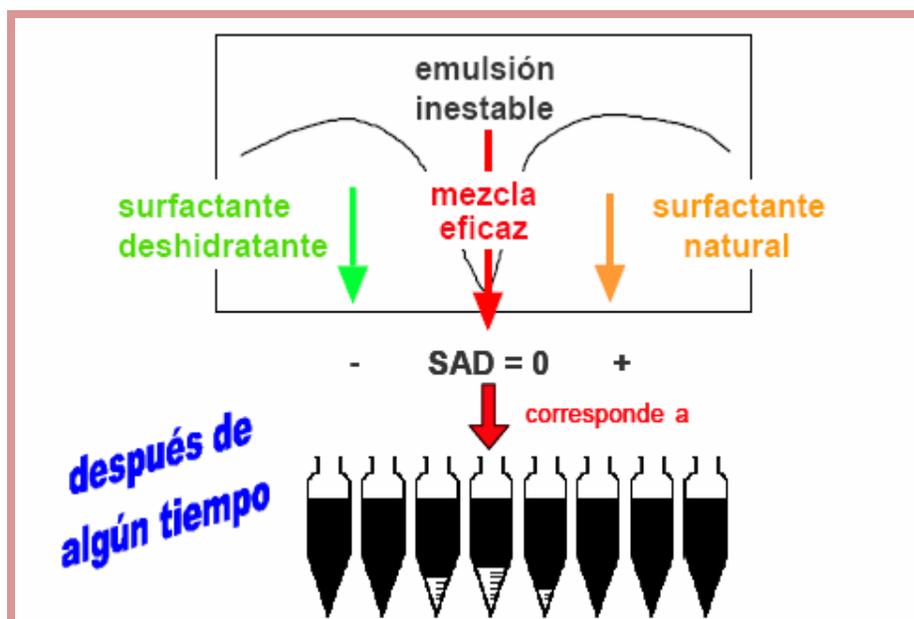


Figura 2.13. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación ^[12]

CAPÍTULO III.

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Principales problemas que origina la cantidad de agua que se encuentra presente en el crudo Merey.

Para el desarrollo de este objetivo se realizó un inventario de la información básica del sistema de movimiento del crudo. Además con la utilización del programa Sistema de Laboratorio, se recopiló la información referente a la calidad de la Segregación Merey 16, siendo estas variables y parámetros las siguientes: tasa de bombeo, contenido de agua y sedimento y una serie de propiedades como viscosidad, gravedad °API, densidad, entre otras.

La información obtenida de las entrevistas y de los diferentes sistemas de información, fue primeramente analizada y seleccionada, todo ello con el propósito de lograr las bases necesarias para llevar a cabo el enfoque de los principales problemas que ocasiona el agua presente en el crudo.

Entre los cuales se constataron las pérdidas económicas que se generan debido al pago de demoras a los tanqueros, estas diferencias se observaron en los reportes donde se registra el tiempo de llegada y salida de los buques, por lo cual la empresa tiene que pagar por este tiempo mayor de espera mayor al establecido.

Otro de los problemas que se podría generar sería la ruptura de los tubos al horno por sobrepresión en la cual se constató la veracidad de la información con el personal encargado de la Planta de Destilación Atmosférica, lo que permitió ayudar a conocer el funcionamiento de ella, los productos que se obtienen y de manera

detallada el problema que ocasiona el agua presente en el crudo Merey si es mayor a 1%.

3.2. Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de demulsificantes para la utilización de estos en las operaciones de inyección al crudo Merey

La producción de los hidrocarburos con frecuencia va acompañada de agua, siendo este uno de los principales problemas que amerita ser minimizado, para poder obtener una producción petrolera con fines de comercialización, el cual es el objetivo principal de la Industria del estado.

La aplicación de productos químicos deshidratantes y los métodos de deshidratación mecánicos, térmicos y electrostáticas combinados surten un efecto cuyo propósito principal es separar los agentes emulsionantes. En sumatoria la desestabilización de la emulsión se logra mediante el uso de productos demulsificantes que son agentes de actividad superficial o surfactante, los cuales reducen la tensión entre el crudo y el agua.

Primeramente se recolecto información referente a las propiedades del crudo que se recibe en el terminal y almacena en los diferentes tanques para luego establecer una comparación con las propiedades de los demulsificantes y seleccionar los que se utilizarían en las pruebas de botella, entre las propiedades más importantes tenemos: RVP, Viscosidad, API, Gravedad específica, punto de inflamación y punto de fluidez (Tabla 3.1). Estas propiedades fueron obtenidas a través de la revisión bibliografía y el sistema de laboratorio de Refinería (APRIL).

Tabla 3.1. Propiedades del Crudo Merey

Propiedades						
Gravedad API	Gravedad Especifica	Viscosidad		Punto de Inflamación °F	Punto de Fluidez °F	Presión de vapor Reid, psi
		a 100 °F	a 122°F			
16	0,9593	461,8	206,8	78,8	50	1,55

Sistema de Laboratorio

Programa corporativo, donde se activan reportes y consultas de pruebas de laboratorio realizados a los crudos que se procesan y productos que se obtienen de las diferentes plantas de procesos de la Refinería Puerto La Cruz.

Para ingresar al sistema de laboratorio se deben seguir los siguientes pasos:

- Efectúe doble click en el icono Sistema de Laboratorio, tal como se muestra en la Figura 3.1, disponible en la pantalla principal o escritorio.

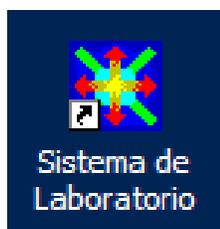


Figura 3.1. Ventana Principal del Sistema de Laboratorio

Al ingresar a la ventana, tal como se observa en la Figura 3.2, puede seleccionar cualquiera de las siguientes opciones:

- Cálculo GAP
- Certificado de calidad
- Resultados del Laboratorio

- Calidades Promedios Diarias
- Guías Operacionales
- Histórico Calidades Certificadas
- Histórico Guías Operacionales
- Guías Operacionales
- Sumario Diario de Calidades



Figura 3.2. Ventana de Inicio al Sistema de Laboratorio

Resultados de Laboratorio

Opción que permite obtener los resultados de los distintos análisis realizados en el laboratorio.

Consultando datos de laboratorio

1. Al ingresar a la ventana “Cambios en data de Laboratorio”, aparecen los datos ingresados del laboratorio de los últimos 5 días, ordenados en forma descendente de acuerdo a la fecha de la muestra, tal como se muestra en la Figura 3.3

2. Si deja la ventana abierta (minimizada o maximizada), cada veinte minutos se actualizarán automáticamente los datos.

The screenshot shows a software window titled "Oracle Developer Forms Runtime - [CAMBIOS EN DATOS DE LABORATORIO]". The window is divided into several sections:

- Menu:** Action, Edit, Query, Block, Record, Field, Window, Help.
- Criteria:** Reporte, Resultados.
- Muestra Especifica:**

Muestra	Descripción	Fecha Generación
00 26-TK* 87X14	00 CRUDOS - 20061215-56	15/12/2006 14:08
02 21-TK* 88X14	02 ALM PRO P/LC - 20061215-56	15/12/2006 00:00
02 12-TK* 35X4	02 ALM PRO P/LC - 20061215-55	15/12/2006 13:23
00 9-CRUJO	00 SERVICIOS ESPECIAL - 20061	15/12/2006 11:00
00 9-CRUJO	00 SERVICIOS ESPECIAL - 20061	15/12/2006 11:00
02 2811-TK* 28115	02 ALM PRO P/LC - 20061215-55	15/12/2006 11:00
02 33-TK* 87X13	02 CRUDOS - 20061215-554	15/12/2006 12:30
02 25-TK* 88X10	02 ALM PRO P/LC - 20061215-55	15/12/2006 08:10
02 14-TK* 35X3	02 ALM PRO P/LC - 20061215-55	15/12/2006 11:31
02 22-TK* 88X13	02 ALM PRO P/LC - 20061215-55	15/12/2006 10:52
00 36-60001	00 ALQUILACION - 20061215-55	15/12/2006 12:51
02 81 D-1002	02 ALM PRO P/LC - 20061215-56	15/12/2006 12:51
02 33-TK* 87X13	02 CRUDOS - 20061215-548	15/12/2006 11:00
02 107-TK* 56X3	02 ALM PRO P/LC - 20061215-54	14/12/2006 17:00
- RESULTADOS DE LA MUESTRA:**

Componente	Resultado	Unidad
GRAVEDAD API	43.8	API
TEMPERATURA	73	°F
Gravedad Observada	45	API
AGUA POR DESTILACION	875	ML
- MUESTRA:**

NUMERO	80-247
PRODUCTO	CRUDO
DESCRIPCION	FINAL BT BRENGER
FANGUE	87X14
NEW SPEC	

Figura 3.3. Ventana de Cambios en datos de Laboratorio

Para ver el detalle (resultados) de una determinada muestra, ubíquese en el registro deseado y presione [ENTER] o doble click, aparece la ventana “ Data de Laboratorio”, tal como se representa en la Figura 3.4, la cual le mostrará los 5 últimos resultados correspondientes a la muestra.

The screenshot shows a software window titled "Oracle Developer Forms Runtime - [DATA DE LABORATORIO]". The window displays detailed information for a specific sample:

- MUESTRA:** 00 26-TK* 87X14
- DESCRIPCION:** 00 CRUDOS - 20061215-56
- FECHA DE MUESTRA:** 15/12/2006
- NUMERO:** 80-247
- ID MUESTRA:** 00000001
- PRODUCTO:** CRUDO (FORMA LIGERA)
- NUMERO:** 80-247

The main table displays the following data:

COMPONENTE	RESULTADO	UNIDAD	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
GRAVEDAD API	43.8	API	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006
TEMPERATURA	73	°F	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006
Gravedad Observada	45	API	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006
AGUA POR DESTILACION	875	ML	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006
CRUDOS	0.00	ML	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006	15/12/2006

Figura 3.4. Ventana “Data de Laboratorio”

Para la selección del producto químico con mejor propiedad demulsificante se contó con el apoyo de dos empresas BAKER HUGIES y LIPESA, las cuales propusieron diferentes aditivos químicos para el tratamiento deshidratación al crudo Merey.

Para la muestra adecuada de estos productos se basaron en pruebas de campo, experiencias en otras refinerías ,mejoradores, equipos técnicos de laboratorio donde se realizan pruebas (campo, pozos o mejoradores y refinerías), debido a la caracterización del crudo °API, %BS&W, parafinas, asfáltenos, moléculas estructurales y ubicación del pozo geográficamente.

Además de tomar en cuenta las propiedades petrofísicas del crudo entre ellas temperatura, gravedad API, viscosidad, densidad; y parámetros o condiciones como la distancia de los tanques al punto de inyección, tiempo de residencia y tasa de bombeo para luego estudiar las características y propiedades de los demulsificantes.

El demulsificante A, es un complejo de desalación de ayuda orgánica soluble en aceite para la disolución de las emulsiones que se encuentran en procesos de desalinización en las refinerías.

Esta especialmente formulado para optimizar el rendimiento en la desalación del petróleo crudo, resultado de una mayor eficiencia del proceso de refinación, puede ser alimentado puro o diluido con solvente aromático. El tipo de tratamiento varía desde menos de 3 ppm a 24 ppm dependiendo del sistema, los tipos de crudo y otras variables de proceso.

Características

- Es muy eficaz en la desalación de los crudo muy pesados.
- No contiene metales o halógenos en su formulación.
- Presenta buenas características de manejo por encima de 20°F (-7°C)

Beneficios

- Maximiza la eliminación de la sal a un costo mínimo.
- Mantiene un contenido mínimo de %BS&W en el crudo desalado.
- Controla las emulsiones interfaciales.
- Provee de agua y aceite del efluente libre.
- Ayuda en desaceitado y agua de humectación de los contaminantes sólidos filtrables para una transferencia más completa y la eliminación de la fase de agua.
- Disminuye el ensuciamiento en el precalentamiento y la eliminación de la fase de agua.
- Protege el medio ambiente.
- Tiene un mínimo de almacenamiento y requisitos de bombeo.

El aditivo químico B es un demulsificante orgánico compuesto de varios químicos de superficie activa, tiene un rápido efecto coalescente del agua y de partículas húmedas para disolver emulsiones de aceite en agua, agua en hidrocarburos libres de sólidos de sólidos relativamente.

Este químico demulsificante es eficaz en diversas aplicaciones, sin embargo para cada caso se considera individualmente la dosis óptima, tomando en consideración variables como temperatura, grado de mezcla de puntos de inyección, tiempo de fraguado y la composición de la emulsión debe ser considerada cuidadosamente.

Características

- Excelentes características de manejo a bajas temperaturas.
- Muy eficaz en la amplia gama de tipos de crudo.

Beneficios

- Tiene un mínimo de requisitos de almacenamiento y bombeo.
- Funciona bien en la mayoría de las localidades.
- Optimiza la eficiencia del desalador.
- Acelera la resolución de la emulsión.
- Proporciona un crudo mas deshidratado con menor cantidad de sal.
- Mejora el ahorro de energía.
- Elimina la acumulación de interfaz.
- Disminuye el ensuciamiento de precalentamiento de crudo y las operaciones posteriores de refinería.

El aditivo químico C es un demulsificante orgánico formado por varios productos químicos tensoactivos. Este aditivo químico es eficaz en una variedad de aplicaciones, sin embargo cada caso debe considerarse individualmente para determinar la dosis óptima, tomando en consideración variables como temperatura, grado de mezcla de puntos de inyección, tiempo de fraguado y la composición de la emulsión debe ser considerada cuidadosamente.

Características

- Excelentes características de manejo a bajas temperaturas.
- Muy eficaz en la amplia gama de tipos de crudo.

Beneficios

- Tiene un mínimo de requisitos de almacenamiento y bombeo.

- Funciona bien en la mayoría de las localidades.
- Optimiza la eficiencia del desalador.
- Acelera la resolución de la emulsión.
- Proporciona un crudo mas deshidratado con menor cantidad de sal.
- Mejora el ahorro de energía.
- Disminuye el ensuciamiento de precalentamiento de crudo y las operaciones posteriores de la refinería.
- Mantiene los efluentes de agua libre de aceite.

Los demulsificantes A y B fueron utilizados en los mejoradores de PetroPiar, PetroCedeño y actualmente en los mejoradores de PetroAnzoátegui, donde se mantiene con 5 años de experiencia en deshidratación de crudo. Con el demulsificante C se tiene experiencia en Refinería El Palito y en los mejoradores PetroAnzoátegui.

El demulsificante D es una mezcla de resinas poliméricas orgánicas, formulado especialmente para romper emulsiones de agua en crudo, con el fin de obtener petróleos dentro de las especificaciones del mercado y aguas drenadas de buena calidad.

Características y beneficios

- Rompe la emulsión rápidamente.
- Provee separación rápida del agua.
- Aplicable en una amplia gama de emulsiones y sistemas de tratamiento.
- Mayor calidad de agua drenada.
- Menor temperatura de tratamiento.

El **demulsificante E** ha sido especialmente diseñado para romper emulsiones de agua en crudo, con el fin de obtener petróleos dentro de las especificaciones del mercado y aguas drenadas de buena calidad.

Características y beneficios.

- Rompe la emulsión rápidamente.
- Provee separación rápida del agua.
- Aplicable en una amplia gama de emulsiones y sistemas de tratamiento.
- Petróleo con menor contenido de agua.
- Mayor calidad de agua drenada.
- Menor temperatura de tratamiento.
- No contiene metales pesados.
- Excelente relación costo- rendimiento.

La dosis depende básicamente del tipo de emulsión, temperatura, sistema de tratamiento, requerimientos finales de deshidratación.

El **demulsificante F** es un aditivo químico formulado para romper emulsiones de agua en crudo, con el fin de obtener petróleos dentro de las especificaciones del mercado y aguas drenadas de buena calidad.

Estos demulsificantes (D,E y F) fueron formulados para trabajar e bajas temperaturas, tomando en cuenta los diversos casos que se puedan presentar en donde se podrá determinar la dosis optima de cada una teniendo en cuenta los diversos factores o composición del crudo a estudiar.

3.3. Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionara el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo

Para llevar a cabo este objetivo se realizaron pruebas de botella, las cuales permitieron seleccionar el demulsificantes más efectivo en la deshidratación del crudo Merey.

La prueba de botella es uno de los procedimientos estandarizados para la determinación de los porcentajes óptimos de demulsificante, a ser aplicados tanto en el campo, como en laboratorio. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

- a. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- b. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema.
- c. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión
- d. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

La dosificación a ser aplicada, debe ser en una forma continua, y sus rangos varían desde 10 a 1000 ppm, teniendo siempre en cuenta que en un buen deshidratante, los rangos suelen ir de 10 a 100 ppm, con la salvedad que crudos más pesados generalmente ameritan mayor cantidad de química deshidratante. Por otra parte, el exceso de dosificación de deshidratante incrementa los costos de tratamiento y podría tener como consecuencia la estabilización de la emulsión directa o producir emulsiones inversas O/W. La selección del demulsificante más idóneo es un arte, por la gran cantidad presente en el mercado. ^[12]

Se realizaron pruebas para caracterizar el crudo a estudiar, para ello se inició determinando sus propiedades fisicoquímicas como el %BS&W, °API y densidad mediante los métodos ASTM (American Society Testing and Materials) los cuales se muestran a continuación en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Métodos ASTM para determinar propiedades fisicoquímicas de los fluidos

PROPIEDAD	MÉTODO
% de Agua y Sedimento	4007
Gravedad API	1298
Agua Karl Fischer	4928-00
Densidad	5002

3.3.1. Determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS)

Para determinar la cantidad de agua y sedimentos, se agitó la muestra en su envase original con el fin de homogeneizarla. Luego se agregaron 50 ml de tolueno saturado en agua, 50 ml de la muestra de crudo, 3 gotas de rompedor de emulsiones (know drow), en dos tubos centrífugos y se agitaron vigorosamente hasta homogenizar la mezcla. La muestra fue sumergida por 15 minutos, en un baño de circulación (Figura 3.5) a 60 °C, y se agitó durante 10 segundos.

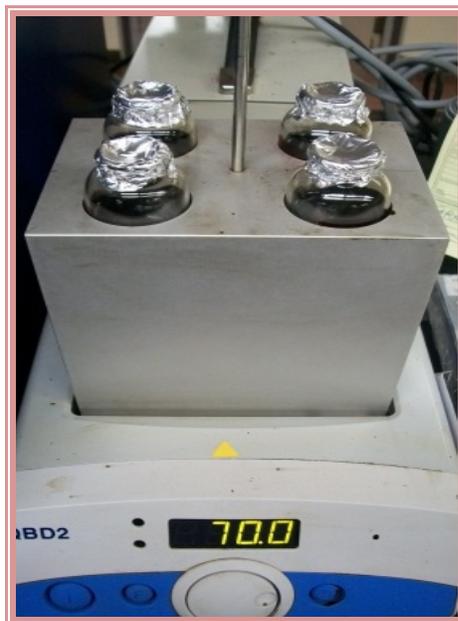


Figura 3.5. Baño de calentamiento para precalentar las muestras de crudo a 60 °C

Luego fue llevado a la centrifuga precalentada antes de sumergir las muestras (Figura 3.6) a una velocidad de 1600 rpm por un tiempo de 10 minutos y se procedió a leer el volumen combinado de agua y sedimento en cada tubo.



Figura 3.6. Muestras de crudo llevadas a la centrifuga. Método ASTM D 4007

Una vez centrifugadas las muestras, como lo dice la Norma ASTM 4007 se debe realizar dos corridas a las muestras, luego de estas dos lecturas consecutivas se realizó un promedio entre ellas, dando los resultados reflejados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Valores estimados de %AyS

PROPIEDAD	Centrifugación
Agua Por Centrifugación	1,2

3.3.2. Determinación de la gravedad API

En lo concerniente a la gravedad API de los crudos, previamente ajustada la temperatura de la muestra en su envase, se colocó el cilindro, limpio, seco y a temperatura ambiente, sobre un plano horizontal libre de corrientes de aire que varíen la temperatura de la muestra por más de 5 °F, se añadió muy lentamente la muestra en el cilindro, removiendo cualquier burbuja de aire en la superficie de cilindro con papel secante, para luego proceder a sumergir el hidrómetro en la muestra dejándolo descender suavemente (Figura 3.7) , sin que toque las paredes del recipiente. Se mantuvo el vástago del hidrómetro seco para evitar lecturas erróneas; se procedió a leer la gravedad °API.



Figura 3.7. Medición de la gravedad API. Método ASTM D 1298

Los resultados obtenidos para las muestras de crudo, se presentan en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API

Muestra	API	API (corregido)	Clasificación
Merey	17,1	16,3	Pesado

3.3.3. Medición de la Densidad

Para la determinación de la densidad, se tomó un vial, el cual estaba seco y limpio. Luego se llenó con la muestra de crudo y colocó en la carrete del equipo donde se dejó por 10 min de calentamiento debido a que la muestra es pesada.

Después de esto se procedió a dar a correr la muestra para que el equipo (Figura 3.8) diera el valor de la densidad, el cual además arroja de manera automática la gravedad °API . Las pruebas se iniciaron teniendo en cuenta las condiciones en las cuales se encuentra el crudo en el campo y en los tanques de almacenamiento.



Figura 3.8. Medición de la densidad. Método ASTM D 5002

El procedimiento de la prueba de botella, se inició con la preparación de una serie de cuatro botellas graduadas, las cuales son contentivas de la cantidad de crudo y su respectivo porcentaje de demulsificante a aplicar. Generalmente se agrega 100 ml de la de crudo y el porcentaje de la química deshidratante los cuales fueron diluidos previamente agregando 1 ml de cada producto en 10 ml de tolueno, para luego de un período de agitación añadir las dosis en las botellas respectivas.

Una vez diluidos los productos químicos se procedió añadir la diferentes dosis la cuales fueron de 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200,250 y 300 ppm en la botellas graduadas con los 100 ml de crudo, con cada de las muestras listas se colocaron en un baño de calentamiento a una temperatura de 40 °C siendo esta la temperatura en la

cual el crudo se encuentra en el campo. Se tenía en cuenta que el exceso de dosificación podía incrementar los costos y traer como consecuencia la estabilización de la emulsión directa o producir emulsiones inversas las cuales se pudieron observar en la realización de la prueba.

Además de esto, se dejó una botella sin aplicarle química deshidratante, llamada botella patrón que se emplea principalmente para estudiar el comportamiento de la mezcla, en presencia de calor, que es suministrado por un baño de circulación. Cada 1 hora se realizan lecturas del agua que coalesce en porcentajes y se observa con periodicidad la calidad de la interface y su comportamiento, esto hasta cumplir las ocho horas que se deja el crudo en reposo, los resultados obtenidos se muestran en el Apéndice A.

3.4. Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los demulsificantes con el aumento de temperatura

Obtenidos los resultados a la temperatura en la cual el crudo se encuentra en el campo, se realizó una modificación en el procedimiento de la prueba de botella, aumentando la temperatura a 50 °C para observar el comportamiento de los demulsificantes con la finalidad de realizar el estudio con el aumento de calor a la muestra, debido a que con la adición de calor al crudo aumenta el movimiento molecular, las gotas de agua se expanden y la película que rodea a estas se rompe o reduce su resistencia; asimismo la viscosidad del crudo se abate permitiendo el asentamiento más rápido de las partículas de agua, los resultados obtenidos se muestran en el Apéndice B.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Principales problemas que origina la cantidad de agua que se encuentra presente en el crudo Merey

En la actualidad quien pretenda desarrollar una actividad industrial exitosa, tiene necesariamente que ofrecer a sus clientes productos que representen tangibles ventajas en la calidad, servicio y costo, por ende la empresa está obligada a cumplir con la satisfacción del cliente, entregar a tiempo los pedidos requeridos, la cantidad requerida, en un tiempo convenido.

Actualmente en el Terminal de Almacenaje y Embarque Guaraguao (TAEG) se recibe por la Troncal 51, línea de 30 pulgadas la segregación Merey proveniente de los campos petrolíferos ubicados al Norte del Estado Anzoátegui y Monagas específicamente San Tome, para su comercialización y alimentación a la planta de Destilación Atmosférica (DA-2) para su proceso de refinación. Este crudo llega frecuentemente con alto contenido de agua y sedimento (BS&W) lo que genera consigo diversos problemas que afectan su comercialización y procesamiento.

Uno de los principales problemas son las pérdidas económicas que se tienen debido al pago de demoras a tanqueros; cuando hay demoras y se retrasa la entrega, la empresa pierde credibilidad y ante los clientes ya no es confiable. Estas demoras se generan por el tiempo que los buques tienen que esperar a que el crudo alcance la especificación exigida por los clientes, que su contenido de agua sea menor a 1%.

Durante la operación de recibo, se toman muestras de cada una de las líneas troncales y en los tanques de almacenamiento, se deja reposar por 8 horas para que se

produzca el proceso de decantación del agua, luego se muestrean los tanques, los cuales mediante análisis de laboratorio permiten conocer que propiedades tiene el crudo y si cumple con las especificaciones establecidas. Dentro de los parámetros que monitorean con regularidad se consideran el contenido de agua y sedimento (BS&) presente en el crudo, compuestos o ácidos, sales y gravedad °API, entre otros

Si el porcentaje de agua y sedimento es mayor a 1, el tiempo de reposo del crudo se prolongaría para decantar más agua hasta alcanzar la especificación requerida. Debido a este tiempo de reposo mayor al establecido, se generan demoras en la carga de los tanqueros, ya que estos tienen que esperar por un tiempo mayor y la empresa tiene que pagar por este retraso, lo que se traduce en pérdidas económicas. La sobrestadía de buques se da cuando el tiempo real de operaciones de carga es mayor al tiempo estipulado (36 horas), tiempo que se inicia una vez el tanquero este atracado y estén conectadas las mangueras de carga.

Otro de los problemas se generaría en la Planta de Destilación Atmosférica (DA-2), con la disminución de carga de crudo al horno y ruptura de los tubos por sobrepresión generando así la parada de la DA-2. El crudo que va a la DA-2 se almacena en los tanques 97x08, 97x09 y 97x10; el mismo pasa primero por un proceso de desalación, una vez que el crudo es desalado sale por la parte superior de los desaladores y es bombeado a los intercambiadores de calor a fin de que el agua que contiene el crudo a una temperatura de 400 °F se evapore y luego pase al horno vertical.

Si el contenido de agua es mayor a 1 % se tienen válvulas de control previas a la entrada del horno donde se encuentra una mezcla bifásica hidrocarburo y agua la cual se va calentando al transitar por el intercambiador; debido a que la temperatura promedio es de 400 °F, el agua dependiendo de las condiciones de presión maneje

cualquier esfuerzo que se realice sobre la mezcla va provocar la evaporización de la misma.

La válvula no se encuentra previa a la entrada del horno no se encuentra abierta completamente. Cuando el crudo llega a la válvula y se consigue con dicha restricción, se genera un esfuerzo sobre la mezcla y al entrar al horno donde hay gas y la temperatura es mayor de 610 °F, el agua se evapora en el tubo y al convertirse en vapor dentro de la tubería produce un esfuerzo donde el mismo vapor desplaza al crudo ocupando así toda la sección de la tubería por lo cual la carga de hidrocarburo disminuye; es decir, si el flujo es de 60MBN de carga la misma disminuirá debido a la expansión del agua donde la válvula se abrirá completamente (100%), compensando así lo que se le está pidiendo. Esto generara que la tubería se caliente y por ende la maleabilidad del tubo tiende a ceder ocasionando así la ruptura del mismo.

Otra consecuencia sería por la baja eficiencia en el desalador. En la interfase que se forma con el crudo y agua quedan sólidos en suspensión lo cual puede originar taponamiento en los tubos, Esto sucedería si la eficiencia es demasiado baja ya que el agua como viene tan emulsionada arrastraría los sólidos causando taponamiento en el horno, además en los intercambiadores ya que si el líquido no absorbe el calor provocaría su rompimiento. (Figura 4.1)

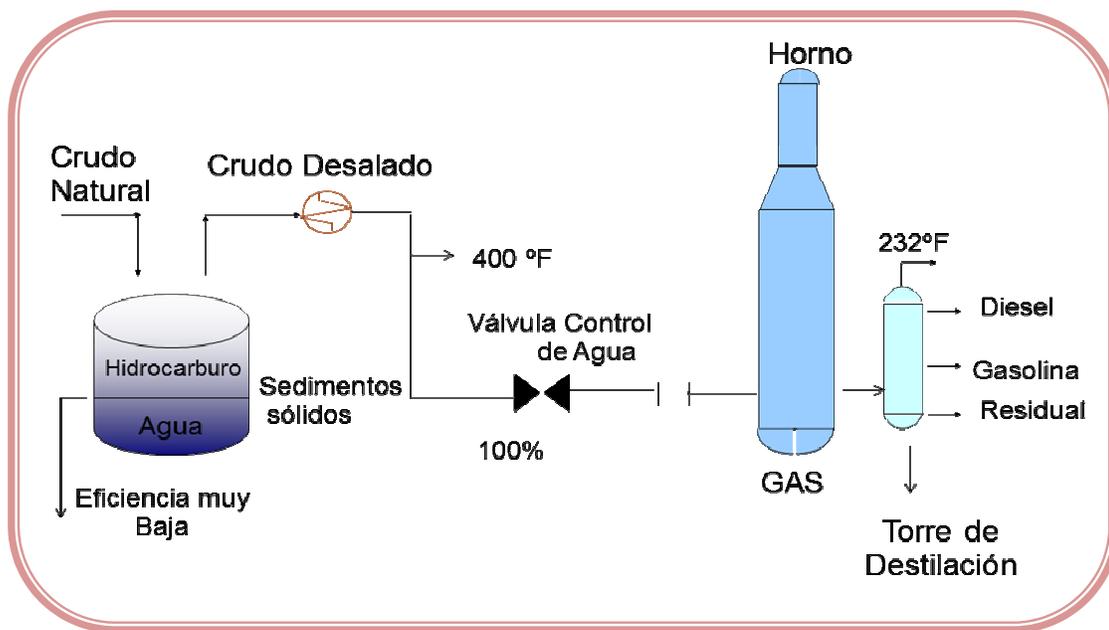


Figura 4.1. Esquema desalación Planta Destilación Atmosférica DA-2

4.2. Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de demulsificantes para la utilización de estos en las operaciones de inyección al crudo Merrey

Una vez seleccionados los productos químicos con propiedades demulsificantes para realizar las pruebas de botellas, se obtuvieron antes sus propiedades las cuales fueron corroboradas en el laboratorio y establecer la comparación con las propiedades del crudo Merrey.

En las tablas 4.1 y 4.2 se muestran las propiedades de los diversos demulsificantes.

Tabla 4.1. Propiedades físicas de los demulsificantes A, B y C.

Propiedades	Demulsificante A	Demulsificante B	Demulsificante C
Aspecto General	Líquido de color marrón oscuro	Líquido de color marrón oscuro	Líquido de color marrón oscuro
Gravedad Especifica	0.97 - 0.99	0.96	0.948
Densidad a	8.1 - 8.3 gr/cc	8.2 gr/cc	7.9 gr/cc
Punto de Inflamación SFCC	116 °F	75 °F	161 °F
Punto de Turbidez ASTM D-97	40 °F	-40 °F	< 40
Solubilidad	Hidrocarburos	Hidrocarburos	Hidrocarburos
Viscosidad a 60 °F	230 Cps	230 Cps	70 Cps
Viscosidad a 30 °F	1010 Cps	660 Cps	780 Cps
Viscosidad a 0 °F	5200 Cps	2070 Cps	3070 Cps

Tabla 4.2. Propiedades físicas de los demulsificantes D,E y F

Propiedades	Demulsificante D	Demulsificante E	Demulsificante F
Aspecto General	Líquido ámbar	Líquido ámbar	Líquido ámbar
Gravedad Específica	0.89 – 0.91	0.900– 0.960	0.889 – 0.949
Densidad	0.95 gr/ cc	0.99 gr/ cc	0.96 gr/ cc
Punto de Inflamación PMCC	40 °F	40 °F	≥ 104 °F
Solubilidad	100 % solventes orgánicos	100 % solventes orgánicos	100 % diesel
Viscosidad cinemática a 40 °F	4.6 – 14.5 centistoke	4.2 – 14.2 Centistoke	4.2 – 14.2 Centistoke

4.3. Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionara el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo

Se emplearon seis demulsificantes de origen comercial, tres proporcionados por BAKER HUGES y tres por LIPESA para la deshidratación de crudo.

Para todas las 4 muestras se emplearon dosificaciones iguales en ppm de demulsificantes: 25 ppm, 50 ppm, 75 ppm, 100 ppm, 125 ppm, 150 ppm, 175 ppm, 200

ppm, 250 ppm y 300 ppm; esto se realizó buscando la formulación óptima, es decir, el mayor nivel de deshidratación.

Los diversos demulsificantes aplicados a las muestras, describieron diferentes comportamientos en cuanto a la calidad del agua evaluada ópticamente, obteniéndose: agua clara, turbia o la presencia de tres zonas dependiendo del demulsificante empleado y de su concentración. A la temperatura en la cual el crudo se encuentra en el campo fue muy poca la cantidad de agua coalescida, ya que corresponde a un crudo con alta viscosidad y densidad y gran capacidad de aceptación de volúmenes de agua, lo cual representa mayor dificultad para la deshidratación, aunado a todo esto, generalmente en el tratamiento de crudos pesados, se combina un método químico con uno mecánico, o combinación de varios métodos de separación (los más conocidos son los eléctricos, químicos, térmicos o mecánicos) ya que los crudos pesados presentan mayor cantidad de emulsionantes o emulgentes como lo son los asfaltenos, los surfactantes naturales, los sólidos y los ácidos orgánicos entre otros. (Figura 4.2)

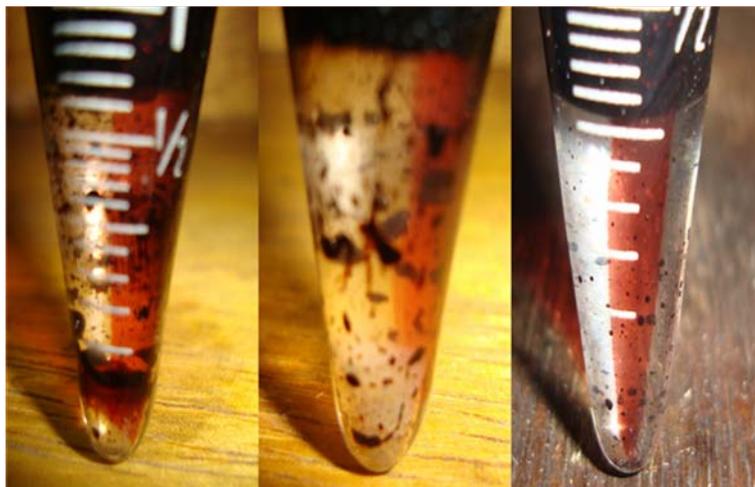


Figura 4.2. Diferentes muestras del agua coalescida obtenidas en las Pruebas de botellas

Debido a la complejidad y variabilidad del petróleo crudo, en este caso una muestra de crudos altamente viscoso y pesado, se hace una excepción en la dosificación permitiéndose dosificar con mayores ppm de demulsificantes para poder lograr un debilitamiento de la elasticidad de la interface y una disminución en la tensión dinámica de la película. Los factores que se tienen que vencer principalmente son la elasticidad interfacial, la tensión interfacial y la viscosidad interfacial.

La estabilidad de una emulsión está básicamente relacionada con el volumen de las fases separadas. Se realizaron las gráficas con el propósito de comprobar que a las concentraciones a las cuales la emulsión es más inestable, es la concentración óptima del sistema que produjo mayor cantidad de agua coalescida. Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad del volumen de fase interna.

Iniciada la prueba de botella, se avaluó primero la muestra a 25 ppm, dando como resultado a que el demulsificante B a esta concentración coalescio el 5,77 % del agua emulsionada, por ende este presento la mayor eficiencia, en comparación con el resto de los demulsificantes empleados. Es necesario hacer hincapié en que el demulsificante más eficiente, es aquél capaz de hacer coalescer mayor cantidad de agua, con la menor dosificación y en menor tiempo. La concentración óptima de 25 ppm alcanzó un corte mínimo de 0,025 en un tiempo correspondiente de 4 horas, lo que indica que el demulsificante E, comparado con el resto de los demulsificantes fue el que origino el corte de agua en menor tiempo a esta dosis. En la Figura 4.3 se evidencia este fenómeno.

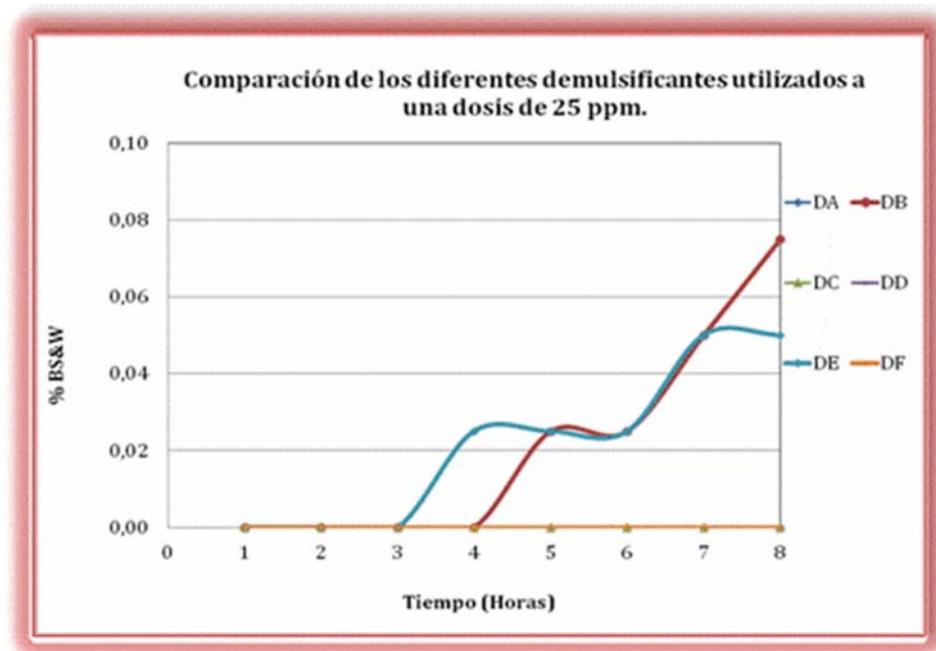


Figura 4.3. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 25 ppm

En la dosificación de 50 ppm, se observó que el demulsificante E es el más efectivo en comparación con los demás, logrando coalescer 1,92 % de agua en menor tiempo. Los demulsificantes B y C igualmente logran alcanzar el corte de 0,025 ml de agua pero en un tiempo mayor, es decir, a las 5 horas de haber iniciado la prueba. Es de hacer notar, que el porcentaje de agua es un factor influyente en la eficiencia del demulsificante, ya que a una dosis de 50 ppm el demulsificante E fue el más efectivo, más sin embargo, en este caso particular se amerita mayor dosificación en los aditivos químicos para obtener mejores resultados. Se puede decir que la cantidad de agua es uno de los factores aunados a los ya establecidos como temperatura, salinidad entre otros que afecta en la actuación de los demulsificantes en el adelgazamiento de la película y ruptura de las emulsiones. En el apéndice A, la tabla A2 presenta los datos obtenidos. En la Figura 4.4 se presentan de manera gráfica estos resultados.

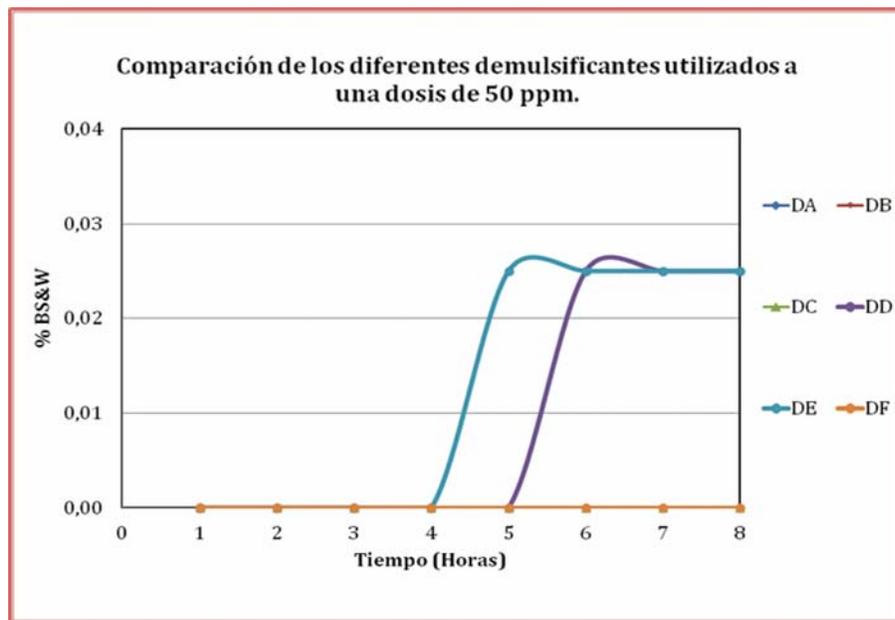


Figura 4.4. Comparación de la actuación de los 6 a la dosificación de 50 ppm

La concentración de 75 ppm alcanzó la coalescencia de 1,92 % del agua correspondiente al demulsificante B con 0,025 ml en un tiempo de 4 horas y a esta dosis es en donde se empiezan a observar resultados notorios de corte de agua, lo cual se evidencia en la figura 4.5. Con el resto de los demulsificantes no se logró observar ninguna separación o ruptura de la emulsión quizás por ser un crudo pesado este amerita mayor dosis. En el apéndice A, se desglosa individualmente los resultados comportamiento de los 6 demulsificantes en estudio a esta dosis.

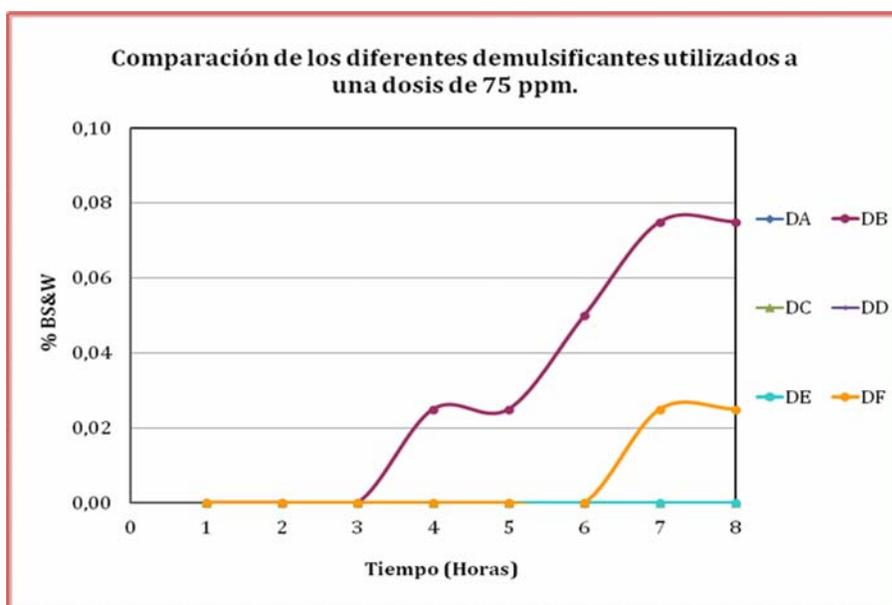


Figura 4.5. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella a una dosis de 75 ppm

Para la emulsión presente en el crudo Merey, es necesario recalcar que coalescer el 100 % de agua posiblemente es un poco difícil debido a que es un crudo de alta viscosidad lo cual dificulta la reducción en la estabilidad de la interface creando películas poco delgadas. A una dosis de 100 ppm se obtuvo el mejor corte de agua con el demulsificante B con 0,05 ml de agua finalizada la prueba, el cual el agua coalescida se observaba muy limpia el crudo se desprendido completamente de la misma, el demulsificante C coalescio 0,025 ml en un tiempo de horas siendo este mayor respecto al demulsificante B (Figura 4.6). En el apéndice A, la tabla A4 refleja estos resultados.

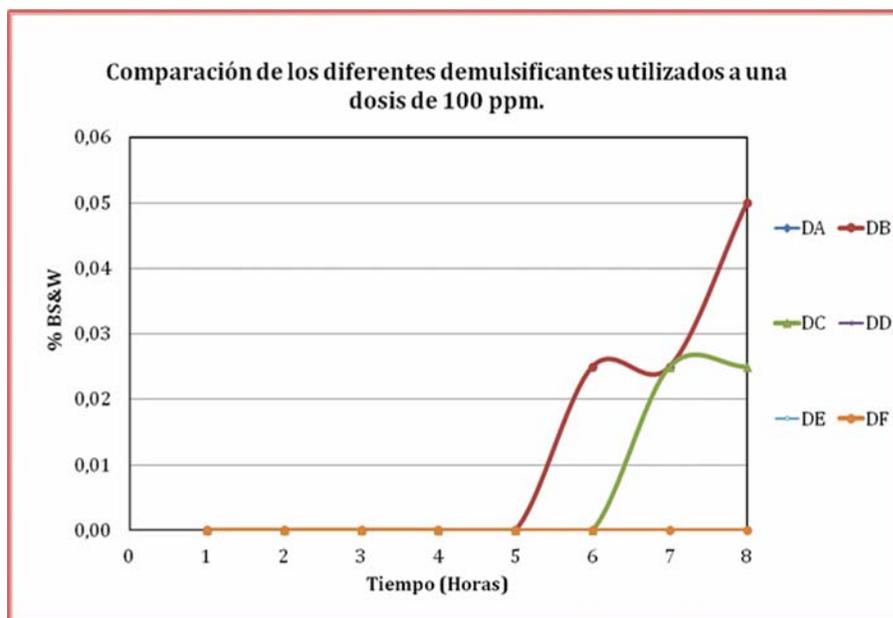


Figura 4.6. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes en el tiempo para una dosificación de 100 ppm

En el caso de la muestra a la dosis de 125 ppm, se hace notar que a altas concentraciones de químicos, los demulsificantes A,B,C,D y E son capaces de coalescer mayor cantidad de agua emulsionada, lo cual es un indicativo de que por ser este un tipo de crudo pesado a mayor dosis mayor corte de agua. A 125 ppm se obtuvo el 23,07 % de separación de la fase acuosa, donde el demulsificante B muestra el mayor corte con 0,30 ml de la cantidad de agua presente en el crudo cumplidas las 8 horas de reposo de las muestras, el resto de los demulsificantes tuvieron un corte para el mismo tiempo de 0,25 ml; los cuales todos tuvieron pequeñas partículas de crudo dispersas en el agua coalescida, se puede decir que el único demulsificante en el cual no se observó reacción alguna ante la dosis de 125 ppm fue el F quedando este de la misma manera quizás la dosis era aun pequeña para lograr la unión de las moléculas de agua dispersas en el crudo.

Al observar la Figura 4.7, se puede decir que el demulsificante B, sería tomado en el caso de los 125 ppm como el más eficaz, entendiéndose por eficaz que es capaz de coalescer la mayor cantidad de agua, mas no el más eficiente porque la eficiencia se define como la capacidad del demulsificante de separar la mayor cantidad de agua con la menor dosificación de demulsificante.

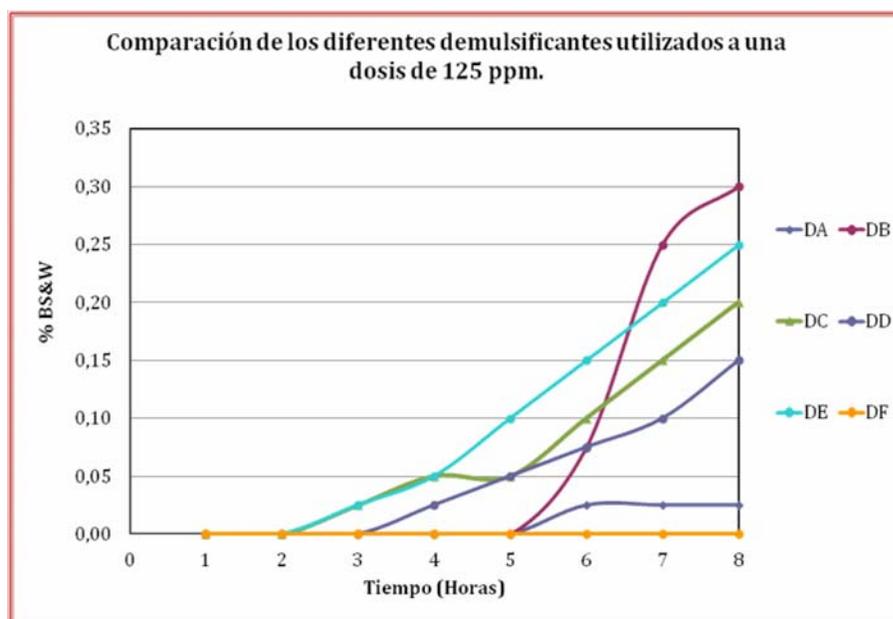


Figura 4.7. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 125 ppm

En lo que respecta a la muestra con una dosis de 150 ppm se tiene que el demulsificante E, es el más eficiente (Figura 4.8), ya que presenta la mayor separación de agua en el tiempo de reposo dado, lo cual se traduce en mayor eficiencia en la deshidratación y además de eso mejores beneficios económicos, ya que es un ahorro en la química deshidratante. El demulsificante D logra decantar 0,30 ml de agua en 8 horas el E logra separar la misma cantidad en un tiempo menor alcanzando así el 26,92% de agua coalescida una vez finalizada la prueba. En lo que

respecta a los demulsificantes B y C, ameritan una mayor dosificación para separar mayor cantidad de agua, logrando coalescer ambos químicos 0,20 ml de agua emulsionada en un tiempo de 7 horas.

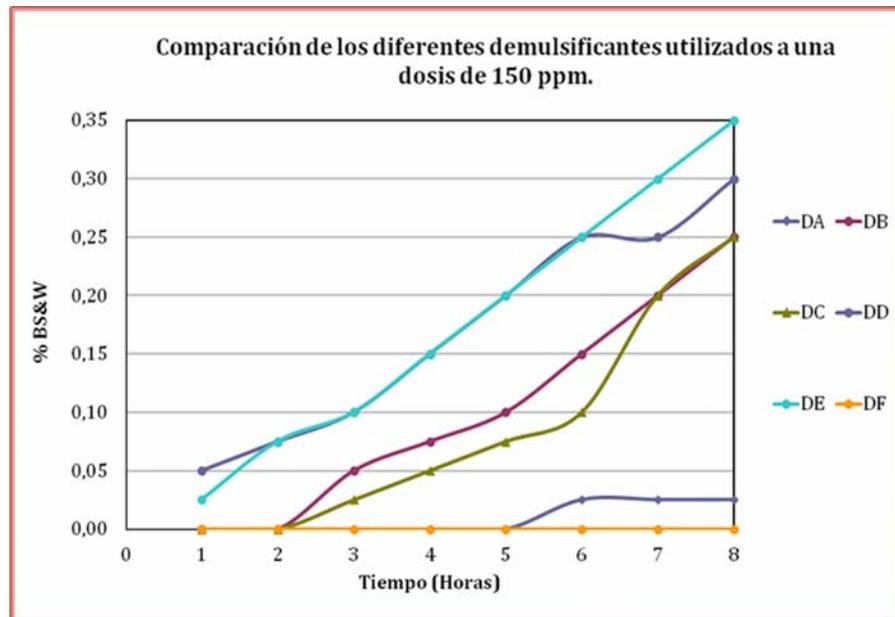


Figura 4.8. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes en el tiempo para la dosificación de 150 ppm

En el caso de la dosis a 175 ppm el demulsificante E es el más eficiente (Figura 4.9), ya que presenta mayor cantidad de separación de agua siendo este de 0,30 ml con total desprendimiento del crudo. El demulsificante B a pesar de tener la misma separación lo hizo en un tiempo mayor, pero con total limpieza en el corte de agua que se obtuvo. Sin embargo, la actuación del demulsificante D es buena ya que representa un porcentaje de coalescencia de agua de 19,68 % en un tiempo de 7 horas.

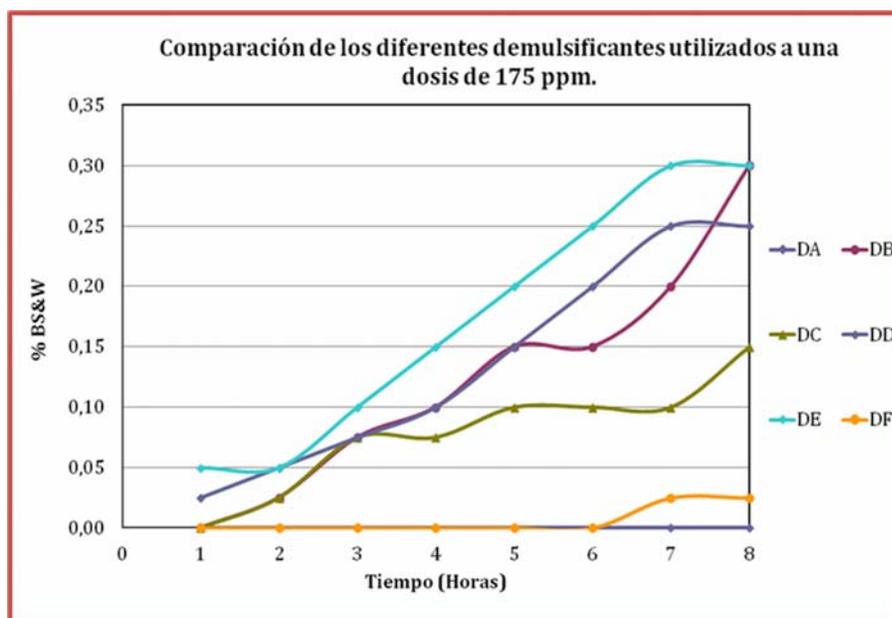


Figura 4.9. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella a una dosis de 175 ppm

En el caso de las muestras con una dosis de 200 ppm (Figura 4.10), el demulsificante D fue el más eficiente, ya que con 200 ppm logra separar el 27,55 % de la fase dispersa por lo cual se podría decir que este demulsificante está diseñado para el tratamiento de crudos de este tipo y a mayor dosis el corte de agua es mayor, ya que a dosis menores, no era el más eficiente, debido a que ameritaba mayor dosificación por ser este un crudo. Los demulsificantes C y E a esta dosis también lograron coalescer en un tiempo de 7 horas 0,25 ml del agua emulsionada en el crudo, en todos los cortes de agua se pudo notar limpieza absoluta el agua en lo que se puede incidir que a mayor dosis estos químicos proporcionan mejores resultados.

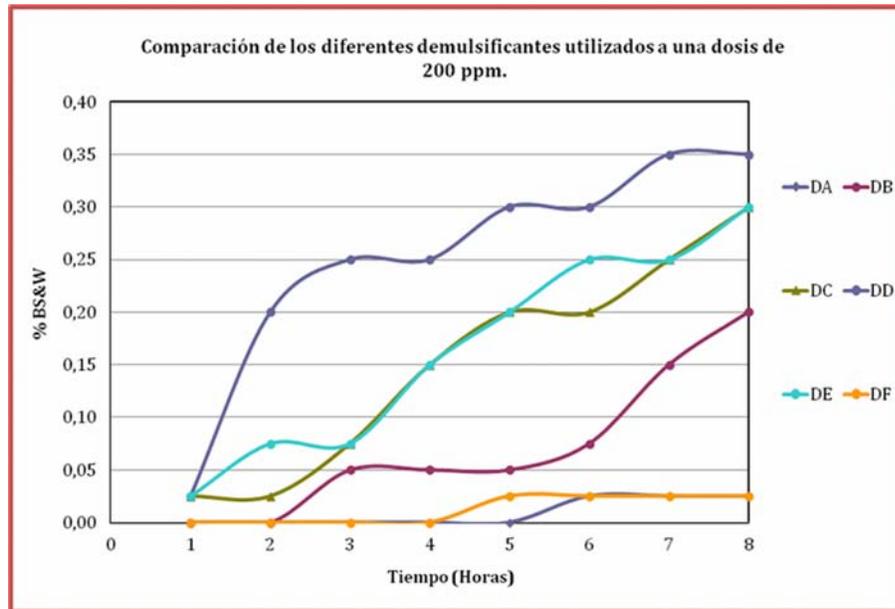


Figura 4.10. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosis de 200 ppm

En la figura 4.11, la mayor cantidad de agua separada corresponde al demulsificante B, en un tiempo de 2 horas, siendo éste el más eficiente con un corte de 0,25 ml, el cual brinda a una dosificación de 250 ppm un 16,68 % de coalescencia de agua siendo esto lo separado a una dosis de 125 ppm en 8 horas; por otro lado el resto de los demulsificante a una concentración de 250 ppm, no obtuvieron buenos resultados lo cual se debe a que a mayor dosis ya los mismos no tienen la capacidad para hacer coalescer la mayor cantidad de agua.

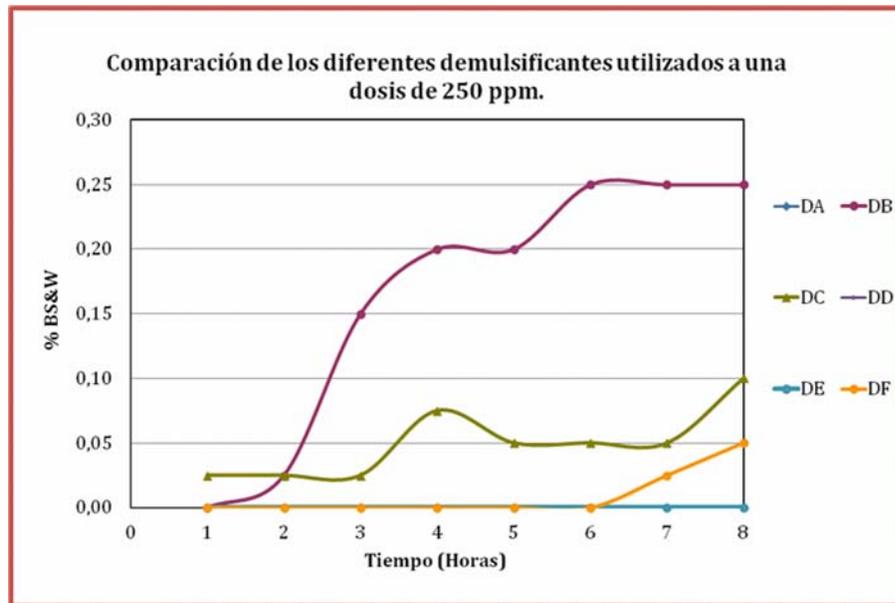


Figura 4.11. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes para una dosificación de 250 ppm

El demulsificante B, logra coalescer el 15,74 % del agua en emulsión en un tiempo de 3 horas, lo cual induce a que este demulsificante a mayor dosis mayor es el corte de agua en menor tiempo, al finalizar las 8 horas de reposo el corte fue de 0,40 ml siendo este el mayor corte de agua. El demulsificante C logra coalescer el 23,62% de agua en un tiempo de 8 horas, siendo menor que el demulsificante B, (Figura 4.12), lo cual puede deberse a la resistencia de las partículas de agua coalescer por tratarse de un crudo pesado, lo cual dificulta la ruptura de la emulsión por factores como la alta viscosidad y la densidad. El apéndice A, la tabla A10 contiene los resultados obtenidos a esta dosis.

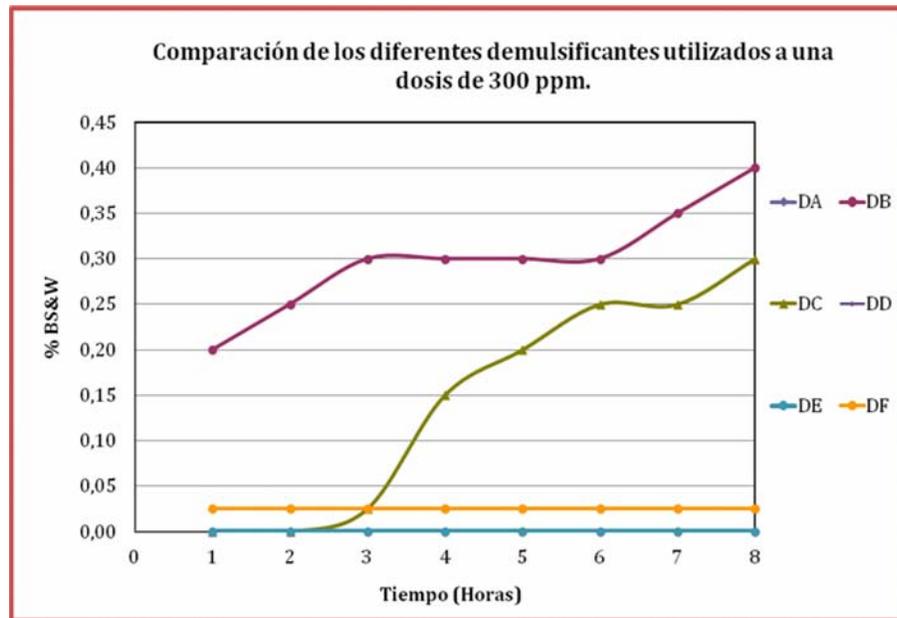


Figura 4.12. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes a una dosificación de 300 ppm

4.4. Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los demulsificantes con el aumento de temperatura

Con el aumento de temperatura se pudo observar el mejor desempeño de los demulsificantes B y C en el cual se obtuvieron cortes altos de agua, debido a que el crudo era pesado la cantidad de agua coalescida fue poca para el resto de los demulsificantes los cuales el aumento de temperatura no los favorece ya que las moléculas de agua no tienen la suficiente fuerza o capacidad para unirse y separarse del crudo, emulsionando estos mas el crudo, lo cual se traduce en poca eficiencia de los demulsificantes con la adición de calor.

El 31,49 % de coalescencia de agua se logró a las 5 horas con 25 ppm de dosificación el demulsificante B lo que muestra que con el aumento de temperatura

este producto actúa de manera tal que la partículas de agua dispersas en el crudo se unen con mayor facilidad logrando así una mayor separación de agua; de igual manera, se alcanzó a ésta misma dosificación pero con el demulsificante C el 31,49 % de agua coalescida pero en un tiempo de 8 horas es decir una vez cumplido el periodo de reposo completo, en cambio el demulsificante B a este tiempo logro una separación de 0,60 ml de agua lo que representa el 47,24% de agua coalescida, ambos con mucha limpieza y el resto de los demulsificantes no mostraron corte alguno agua-crudo. (Figura 4.13).

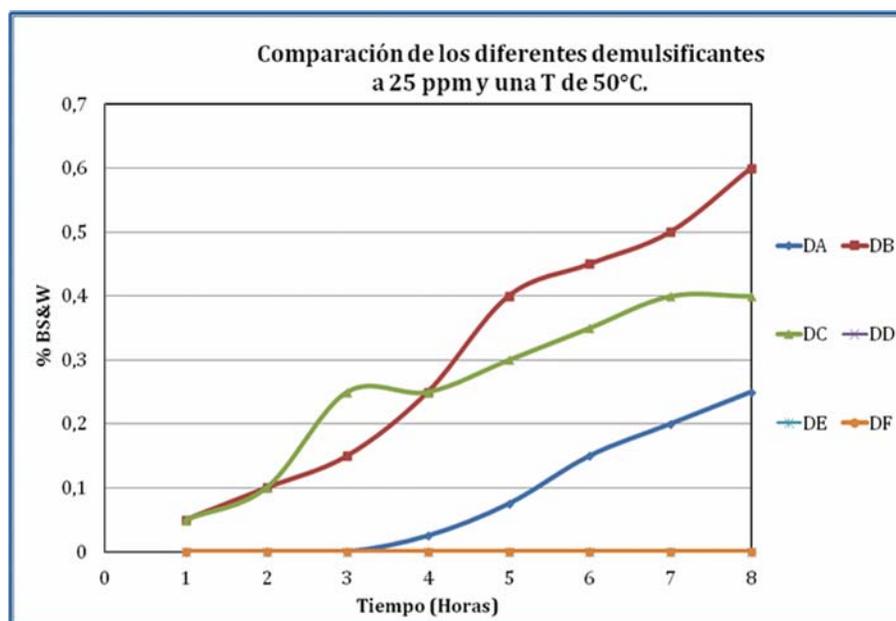


Figura 4.13. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 25 ppm

Al inicio de la prueba se comenzó a notar un corte mínimo en los demulsificantes A, B y C a una dosis de 50 ppm, siendo este mayor en el B con 0,2° ml de agua a una temperatura de 50 °C se empiezan a observar resultados notorios de coalescencia de agua con el demulsificante B como ocurrió a una dosis de 25 ppm y

50 ppm. El demulsificante A a mayor temperatura muestra mejores resultados, un tiempo de 8 horas logro separar 0,25 ml de agua y el demulsificante mas efectivo a esta dosis logro separar 0,40 ml lo que representa el 31,49% de agua coalescida. (Figura 4.14).

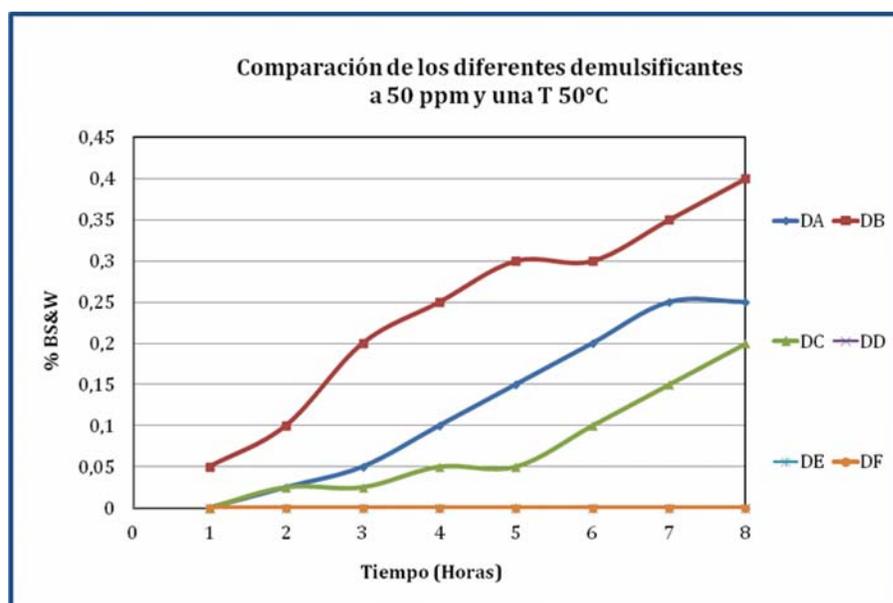


Figura 4.14. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 50 ppm

Al incrementarse la dosificación con el aumento de temperatura el demulsificante B con una dosis de 75 ppm logro coalescer a 6 horas 0,5 ml de agua finalizando así al culminar el periodo de reposo la separación fue de 47,24 % de agua, el cual fue el más efectivo. El demulsificante C fue el segundo a esta dosis que logro obtener el mayor corte con 0,45 ml de agua ,el resto de los químicos empleados no logro la deshidratación del crudo esto se puede deber a que estos no tienen la capacidad para romper la emulsión a altas temperaturas. (Figura 4.15).

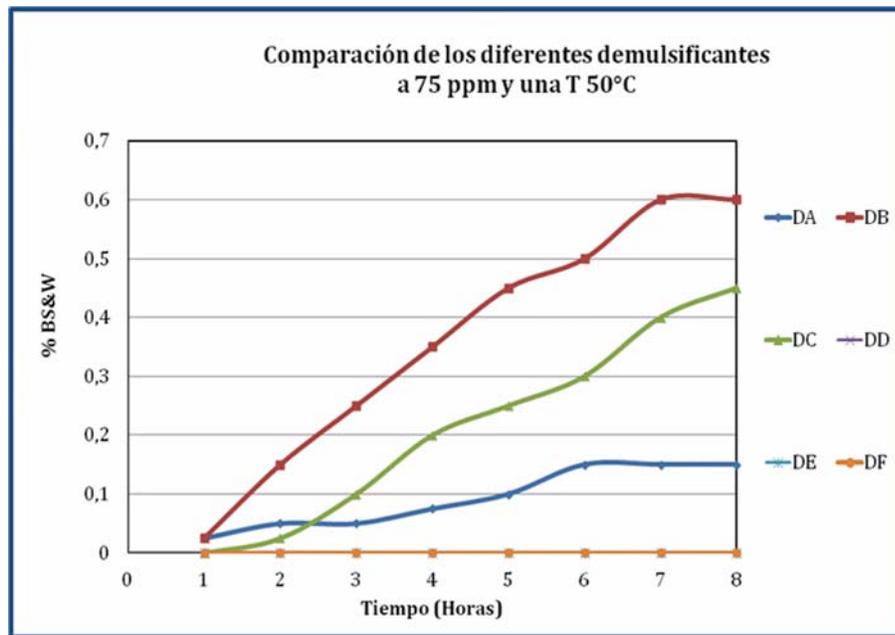


Figura 4.15. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 75 ppm

En la figura 4.16, el corte máximo en la emulsión se presentó con el demulsificante B con un tiempo medio de coalescencia a las 7 horas de 0,30 ml de agua, el demulsificante B, a la concentración de 100 ppm logró separar el 23,62 % del agua emulsionada, por ende además de presentar la formulación óptima del sistema, representa el punto de mínima estabilidad y de mayor velocidad de coalescencia de agua en la emulsión, comparado con el resto de los demulsificantes en estudio en el cual el demulsificante C fue el otro que logró un corte agua de 0,30 ml de agua que a diferencia del B este no mostraba total desprendimiento del crudo el agua separada.

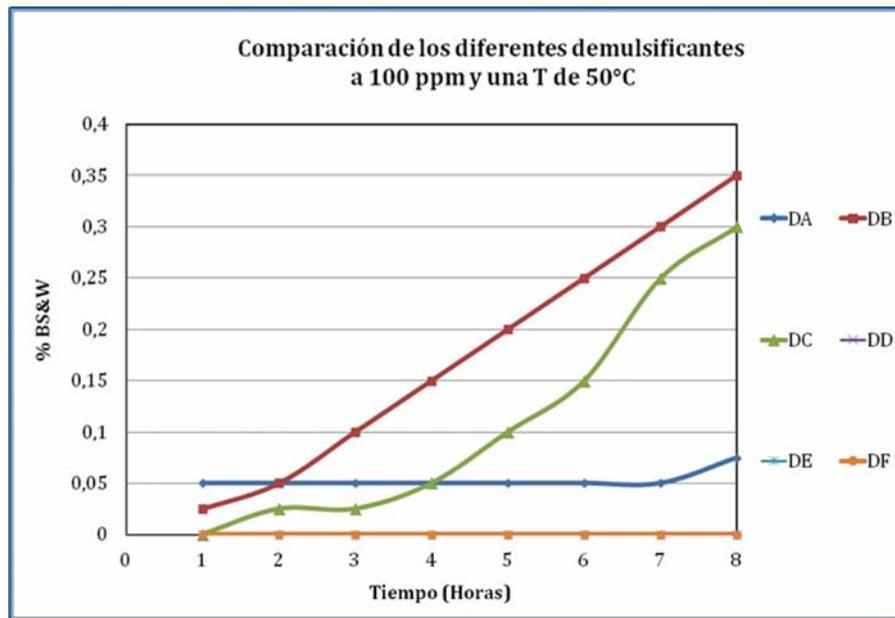


Figura 4.16. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 100 ppm

Conjuntamente a 125 ppm el demulsificante B y el C son los que brindan mayores resultados con limpieza absoluta del agua es decir sin partículas de crudo suspendidas en la misma, siendo el demulsificante B el que a menor tiempo obtiene mayor separación donde a 4 horas de inicio de la prueba la coalescencia fue de 31,49% y el resto de los demulsificantes como se observa en la Figura 4.17 no lograron coalescer ninguna cantidad de agua, los demulsificantes D,E y F a altas temperaturas no muestran buenos resultados.

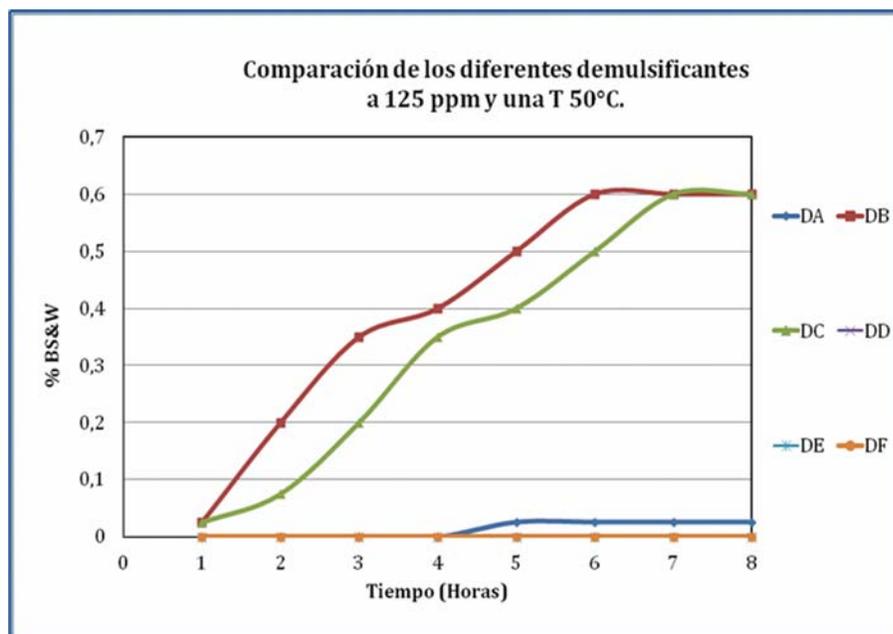


Figura 4.17. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 125 ppm

En Figura 4.18 se muestra como el demulsificante C es el más eficiente, por lograr con 150 ppm la coalescencia del 31,49 % de la fase dispersa presente en la emulsión en tiempo de 6 horas; sin embargo cuando se evalúan todos los demulsificantes se observa como el B presenta una menor coalescencia de agua siendo este resultado lo contrario a lo que se obtuvo en la dosis de 125 ppm, esto quiere decir que a mayor concentración y temperatura el demulsificante C separa la mayor cantidad de agua en la emulsión, probablemente puede ser a que en un principio separa con mayor velocidad el agua de la emulsión, pero llega a un punto donde la coalescencia se detiene, debido a que disminuye la fase dispersa y se hace más difícil su coalescencia. El resto de los aditivos químicos no mostraron resultados efectivos siendo estos cortes de agua menores a 0,025 ml de agua.

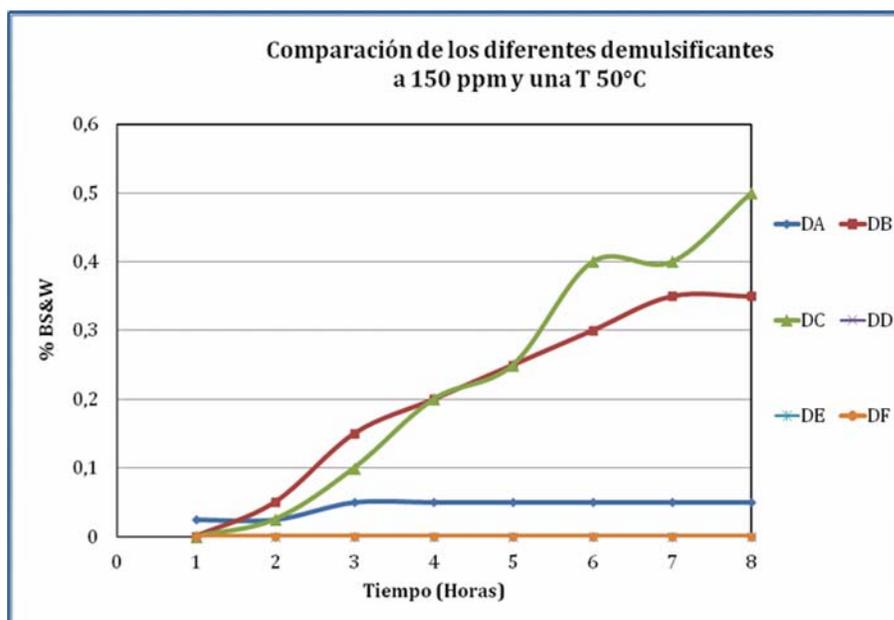


Figura 4.18. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 150 ppm

En la gráfica 4.19, el demulsificante que resultó más efectivo (Demulsificante B), presentó la mayor separación a los 175 ppm con un tiempo medio de coalescencia de 5 horas, que con 0,60 ml de agua coalescida representa así el 47,24 %. El demulsificante C aunque no es el que brinda mayor coalescencia en el sistema según los resultados mostrados en la grafica es el otro demulsificante que con el aumento de temperatura llega a tener un tiempo medio de coalescencia alto, por ende se presume que separa el agua con mayor velocidad que el resto de los demulsificantes siendo el corte a esta dosis de 0,60 ml en 6 horas, con la adición de calor estos dos demulsificantes lograron mostrar buenos resultados y una limpieza y desprendimiento total del crudo del agua. En el apéndice B, tabla B7, se muestran los resultados.

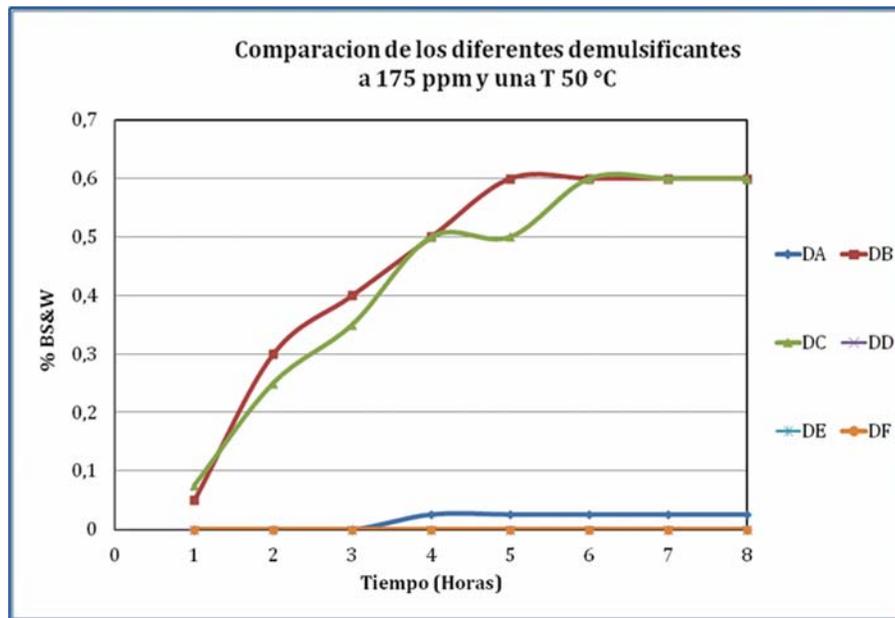


Figura 4.19. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 175 ppm

En la figura 4.20 el demulsificante C, es el que brinda mayor porcentaje de coalescencia entre los 6 demulsificantes en estudio, presenta su punto máximo de corte a las 7 horas a la concentración de 200 ppm donde se obtiene el mayor porcentaje de agua coalescida correspondiente a un 31,49 %. En lo que corresponde al demulsificante B, a las 7 horas de haber iniciado la prueba la coalescencia de agua fue de 0,35 ml siendo este el menor corte comparado con las dosis anteriores lo cual puede deberse a que aunque la coalescencia de agua sea más rápida a menor dosis, el sistema llega a un punto donde no decanta más agua a la concentración de 200ppm. Con el resto de los demulsificantes no se pudo observar ningún corte de agua a pesar del aumento de las dosis.

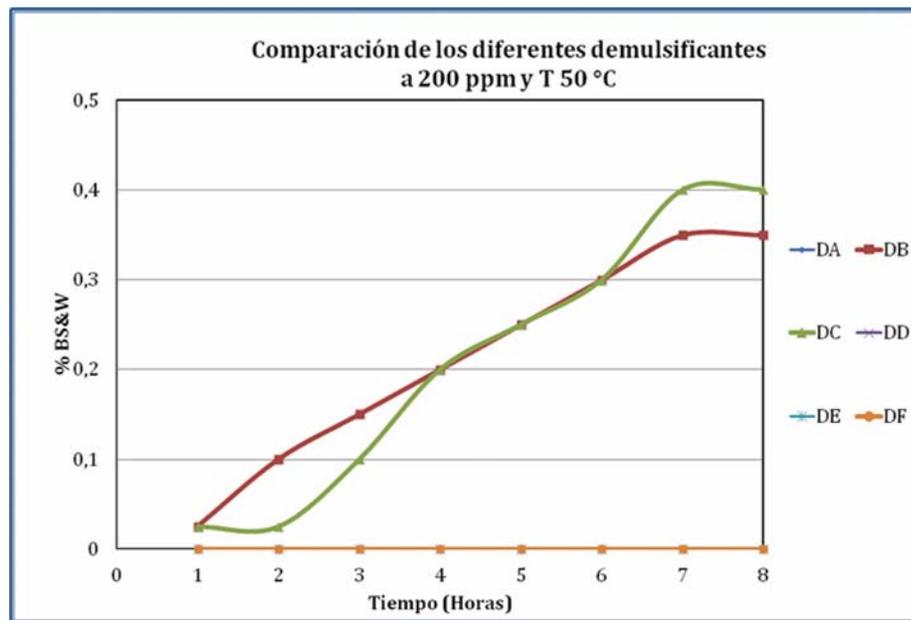


Figura 4.20. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 200 ppm

Con la concentración de 250 ppm la coalescencia se efectuó a mayor velocidad siendo esta de 0,50 ml en 60 minutos para el demulsificante B la cual fue de forma de forma continua hasta obtener el 47,24% de separación de agua. El demulsificante C a 250 ppm representa el punto del sistema donde la película llega a ser más delgada y la fase dispersa se aproxima, produciendo la mayor coalescencia en comparación con el demulsificantes B y el resto de los demulsificantes, siendo el corte de 0,70 ml lo que representa el 55,11% de agua coalescida con total desprendimiento del crudo en un tiempo de 6 horas como se muestra en la Figura 4.21 y en el apéndice B tabla B9 se muestran los valores obtenidos.

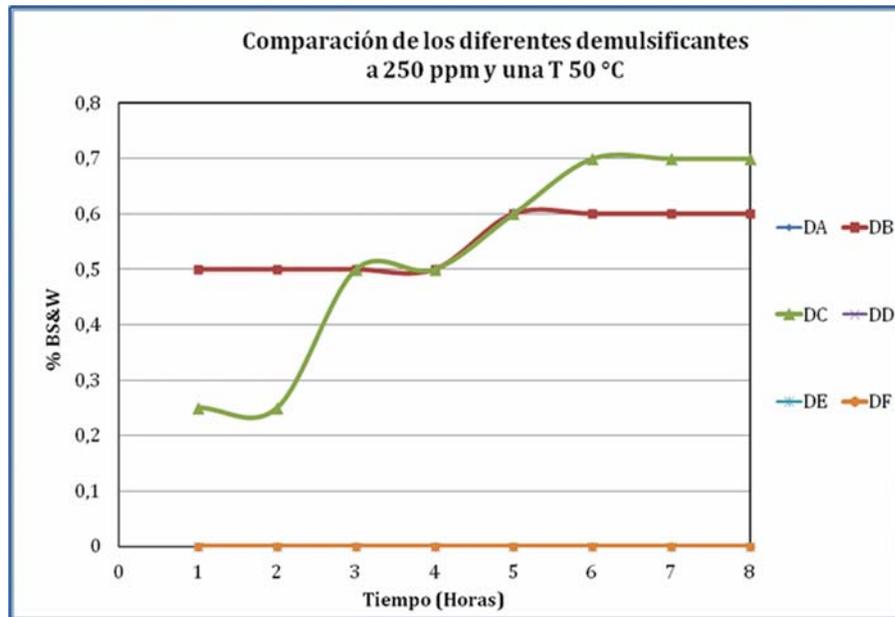


Figura 4.21. Comparación de la actuación de los 6 demulsificantes con el aumento de temperatura y una dosis de 250 ppm

En la figura 4.22, se muestra como el demulsificante B es el más eficiente para esta dosis, presenta un corte máximo de 0,45 ml en un tiempo de 5 horas, alcanzando así 0,50 ml al finalizar la prueba lo que representa el 39,37 % de coalescencia de la fase dispersa; con esto se quiere decir, que el agua decanta con mayor velocidad debido a la alta concentración de demulsificante, similar ocurrió con el C a diferencia que el corte de agua lo hizo en un tiempo mayor.

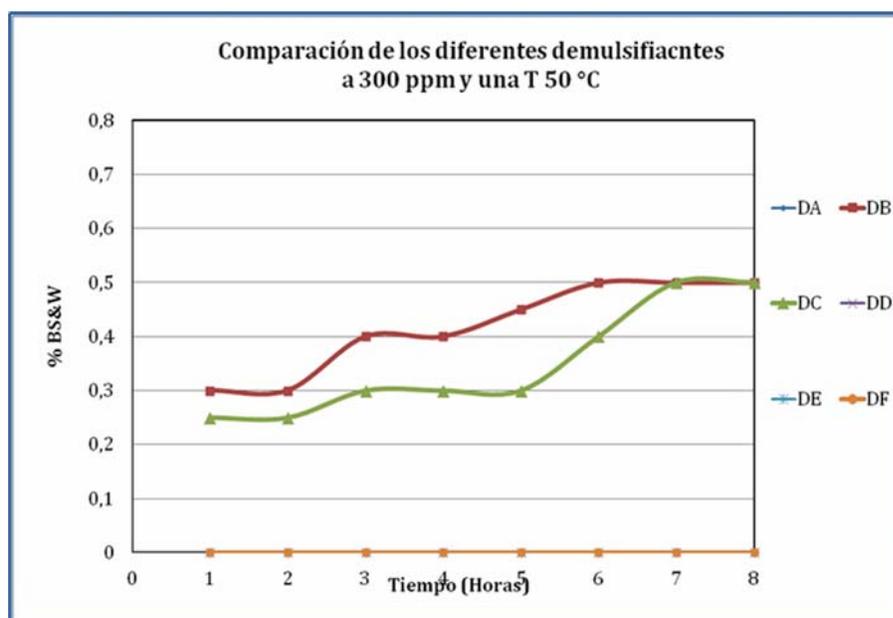


Figura 4.22. Efectividad de los 6 demulsificantes aplicados mediante la Prueba de Botella para una dosificación de 300 ppm

En figura 4.22 el demulsificante C, es el más eficiente de los 3 sistemas en estudio, y presentó su máxima inestabilidad en el punto correspondiente a 5000 ppm y con un tiempo medio de coalescencia de 12 minutos, aunque la dosificación a la cual hay mayor separación de agua es a 100 ppm. Los demulsificantes A y B presentan el punto de máxima coalescencia a los 1000 ppm con un tiempo medio de coalescencia de 12 minutos y a los 20000 ppm con un tiempo medio de coalescencia de 60 minutos.

CONCLUSIONES

1. A una dosis de 125 ppm el demulsificante B fue el más eficiente en la muestra con una separación de 0,30 ml, logrando coalescer el 23,07 % de agua, en 8 horas, con pequeñas partículas de crudo dispersas en el agua.

2. En la muestra analizada el demulsificante E fue el más efectivo, separando 27,55 % de la fase dispersa con una dosificación de 150 ppm a las 8 horas, se observó un gran desprendimiento del crudo.

3. Para una dosis de 175 ppm los aditivos químicos B y E separaron 23,62 % de agua, el E a las 7 horas y el B coalesció la misma cantidad de agua a las 8 horas.

4. Los demulsificantes A y F no son efectivos en el proceso de deshidratación del crudo Merey, los cortes de agua fueron menores 0,05 ml.

5. A mayor temperatura se obtienen mayores cortes de agua debido a que el aumento de calor hace que las partículas de agua con la inyección del demulsificante coalescan con mayor rapidez.

6. A una dosis de 25 ppm y una temperatura de 50 °F, con la adición del aditivo químico B el corte de agua se observó a partir de las 4 horas, siendo estos de 0,40 ml lo que representa el 31,49 %.

7. El demulsificante A, a mayor temperatura mayor es su efectividad en la ruptura de las emulsiones.

8. A medida que la dosis era mayor con el aumento de temperatura el demulsificante C logra coalescer mayor cantidad de agua que el demulsificante B, obteniendo el mayor corte de agua de 55,11% a una dosis de 250 ppm.

9. Los demulsificantes D, E y F trabajan con mayor eficiencia a temperaturas menores a 50 °F, debido a que con el aumento de la misma no se observaron cortes de agua.

RECOMENDACIONES

1. Combinar la deshidratación química con equipos que le proporcionen calor al crudo para la ruptura de emulsiones, debido a que a mayor temperatura mayor corte de agua en menor tiempo.
2. Para una dosis de 125 ppm el aditivo químico B logra una buena deshidratación en el crudo.
3. El demulsificante E a una dosis de 175 ppm logra coalescer una buena cantidad de agua.
4. Los productos con mayor efectividad fueron A y E.
5. Al aumentar la temperatura los demulsificantes más efectivos fueron el B y C con dosis bajas.
6. Para cumplir con las especificaciones de la planta el máximo de contenido de agua en el crudo es de 1.2 %.

BIBLIOGRAFÍA

1. Guzmán, M. **“Evaluar el manejo de crudo Merey 16 API por el troncal 51 para adaptarlo según nuevos requerimientos de producción a corto plazo”** Trabajo de Grado de Universidad de Oriente- Anzoátegui Dpto. Petróleo, Maturín, Venezuela (2005).
2. Cardona, Y. **“Evaluación del origen de la variación en calidades de la Segregación Santa Bárbara que alimenta las Unidades de Proceso de la Refinería Puerto La Cruz”**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz ,Venezuela (2006).
3. Mariani, G. **“Evaluación del sistema de deshidratación de crudo en la estación Batería-17, perteneciente a la unidad de producción mediano. Distrito Sur - San Tomé. PDVSA”**. Tesis de grado. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Puerto la Cruz, Venezuela (2008)
4. **“Manual Instructivo de la Refinería Puerto la Cruz (Movimiento de Crudos y Productos)”**, Tomo I, Gerencia Técnica, Refinería de Puerto La Cruz,(2001)
5. Barberi, E; Litwinenko, J. **“La Industria Venezolana de Hidrocarburos.”** Tomo Caracas, Venezuela. Ediciones CEPET (1989)
6. Barberii, E. **“El Pozo Ilustrado”**. Programa de Educación Petrolera. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y de Desarrollo (FONCIED). Primera Edición de CD-ROM, Caracas- Venezuela. (1998).

7. Carrillo, Y. **“Descripción del proceso de despacho y Movimiento de Crudo en el Terminal Marítimo Guaraguao”**, Puerto La Cruz, Venezuela. (2007).
8. PDVSA, **“Bombas. Tipos de Bombas. Manual de Diseño de Procesos”**. Puerto La Cruz, (1997).
9. **“Manual Instructivo de la Refinería Puerto la Cruz”**, (2000)
10. Rodríguez P., **“Tratamiento de Crudos”**. PDVSA, (2007)
11. **“Procesos de deshidratación”**. Taller de entrenamiento para el personal de la unidad de exploración Carito. PDVSA-Intevep, S.A., Los Teques, Venezuela (1999).
12. Marfisi. S y Salager. J. L., **“Deshidratación de Crudos - Principios y Tecnologías”**, Cuaderno FIRP N° S853PP, Laboratorio FIRP, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de Los Andes Mérida 5101 Venezuela, (mayo 2004)
13. PDVSA, **“Manual de gestión de Proceso: Operación y manejo de crudo en patios de tanques”**. Puerto La Cruz, Venezuela. , (2003).
14. Baker Energy de Venezuela C. A. **Programa de Entrenamiento Técnico para Operador de Producción. Módulo 03 – Separadores y Deshidratadores, Deshidratadores – Desaladores** (2001).
15. **Sistema de Laboratorio SQL* LIMS**. Intesa Refinería Puerto La Cruz, Octubre (1999)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUAR POR MEDIO DE PRUEBAS DE LABORATORIO DE QUÍMICOS DEMULSIFICANTES PARA INYECTARSE A LA LÍNEA DE CRUDO MEREY ANTES DE SU ALMACENAMIENTO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Fuentes Figueroa, Anghellys Coromoto	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: V – E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PRUEBAS DE LABORATORIO

DEMULSIFICANTES

CRUDO MEREY

TRANSPORTE DE CRUDO

ALMACENAMIENTO DE CRUDO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CS. APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

La producción del petróleo crudo está acompañada por pequeñas o grandes cantidades de agua, este último agente es indeseable y no comercial. El agua presente en el crudo puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo crudo. El tratamiento de adición de químicos es una de las diferentes opciones que se tienen para resolver el problema de las emulsiones el cual provee una de las herramientas necesarias para obtener el crudo deshidratado adecuado para el transporte y venta. En el presente proyecto se expone el problema del crudo Merey de 16°API que se recibe en el Terminal de Embarque y Almacenaje Guaragua; este llega frecuentemente con un alto contenido de agua lo cual no cumple con la especificación requerida para su transporte, venta y alimentación a la planta de destilación atmosférica 2 (DA-2) como principal aplicación para obtener productos resultantes de la destilación. Para establecer los criterios adecuados de dicha investigación se planteo una metodología en la cual se hizo una revisión de las propiedades del crudo por medio del Sistema de Laboratorio Sqlims como gravedad °API, temperatura, %agua y sedimento, viscosidad ,punto de inflamación, entre otros; así como también los problemas que se originan debido al porcentaje de agua contenida en el crudo lo que ocasiona pérdidas económicas para la empresa ya que se tiene que esperar por largos periodos de tiempo de reposo para la decantación del agua y pueda alcanzar la concentración de agua mínima exigida y ser así comercializado y refinado. Después de revisar estos datos y analizar los problemas que se pueden presentar se procedió a realizar un estudio con diversas empresas filiales a PDVSA a ver cuál era el químico con mejor propiedad demulsificante a ser inyectado al crudo que acelere el proceso de decantación del agua; es decir que el tiempo de reposo sea menor, ya que la variación en el contenido de agua, reincide directamente en el rendimiento de los productos, causando desequilibrio en lo esperado para la comercialización, además de las pérdidas económicas que se generan.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
PATIÑO, RAYDA	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
RUIZ, SIMÓN	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
GUERRA, OLY	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
BURIEL, ARMANDO	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	12	
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluar por medio de pruebas de laboratorio de químicos demulsificantes para inyectarse a la línea de crudo Merrey.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR

Anghellys Coromoto Fuentes Figueroa

TUTOR

Prof. Rayda Patiño

JURADO

Prof. Simón Ruiz

JURADO

Prof. Oly Guerra

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS