

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



**APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ENSAYOS ESTANDARIZADOS
SEGÚN NORMAS ASTM, PARA LA CERTIFICACIÓN DEL CRUDO EN EL
LABORATORIO DEL FSO NABARIMA, UBICADO EN EL CAMPO
COROCORO DE PDVSA PETROSUCRE.**

Trabajo de grado modalidad pasantía presentado por:

PEDRO ENRIQUE HILARRAZA BRITO

Como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Abril de 2011

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



**APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ENSAYOS ESTANDARIZADOS
SEGÚN NORMAS ASTM, PARA LA CERTIFICACIÓN DEL CRUDO EN EL
LABORATORIO DEL FSO NABARIMA, UBICADO EN EL CAMPO
COROCORO DE PDVSA PETROSUCRE**

ASESORES:

Ing. Químico Rayda Patiño, M.Sc.

Tutor Académico

Ing. Sistemas Miguel Guzmán.

Tutor Industrial

Barcelona, Abril de 2011

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



**APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ENSAYOS ESTANDARIZADOS
SEGÚN NORMAS ASTM, PARA LA CERTIFICACIÓN DEL CRUDO EN EL
LABORATORIO DEL FSO NABARIMA, UBICADO EN EL CAMPO
COROCORO DE PDVSA PETROSUCRE**

El jurado hace constar que asigno a esta Tesis la calificación de:

Ing. Químico Rayda Patiño, M.Sc.

Tutor Académico

Ing. Petróleo Simón Ruíz.

Jurado Principal

Ing. Químico Oly Guerra, M.Sc.

Jurado Principal

Barcelona, Abril de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

El haber realizado este trabajo significa el logro de una de mis metas más importantes de mi vida, se lo dedico a **DIOS**, al que todo lo puede, que me ha colmado de bendiciones por darme una madre y una tía excepcionales, y por rodearme a lo largo de mi vida de gente maravillosa.

AGRADECIMIENTOS

Considero esta meta unos de mis más grandes logros. Por lo cual quiero darle las gracias a todos los que me apoyaron y confiaron en mí.

- Primeramente a Dios por darme la fortaleza necesaria de no abandonar nunca mis sueños a pesar de las dificultades que se me presentaron. Dios siempre me pongo en tus manos, hare mi mejor trabajo y que sea lo que tú quieras. El tiempo de Dios es perfecto.
- A mi madre **Nancy Brito**, por darme la vida, por enseñarme a esforzarme para conseguir las cosas y que con perseverancia y fe en Dios todo es posible. A mi Tía **María Brito** por haberme dado su apoyo incondicional y darme todas las herramientas necesarias para llegar hasta aquí y más allá. A mi padre **Pedro Hilarraza** por confiar en mí y llenar mi vida de tantas bendiciones.
- Gracias a toda mi familia. A mi abuela **Cruz Carmen Moreno (Q.E.P.D)**, por el cariño recibido y por la crianza que me dio durante todos los años de mi vida, a mi tíos **Carlos Márquez, Raúl Somoza, Marítza Somoza**, a mis primas **Mariarqui Velásquez y Ayarí Márquez** que desde siempre estuvieron conmigo y se han sentido orgullosos de mis triunfos, gracias por tanto amor y cariño recibido.
- A la **Universidad de Oriente**, a la **escuela de Ingeniería de Petróleo**, a mis **profesores** por su contribución a mi formación como profesional

- A mi profesora y tutora académica **Rayda Patiño** por su dedicación a sus estudiantes y las ganas que muestra por ayudarnos, por su orientación durante la realización de este proyecto, por siempre recibirme y atenderme muchísimas gracias.
- A la empresa **PDVSA Petrosucre**, al **Sr. Miguel Guzmán** y a **Danny Bandes**, por haberme brindado la oportunidad de realizar mis pasantías en la empresa y cumplir satisfactoriamente mis estudios de pre-grado.
- Al personal que labora en los distintos departamentos de Petrosucre, laboratorio, panelistas, operadores de campo, supervisores de producción, a todos ellos muchísimas gracias. Un agradecimiento muy especial a **Eduardo Duran, Carlos Pinto, Wladimir Orellana, Belkys Montaña y Frannys Hernández**, por haberme enseñado las operaciones de producción en el Campo Corocoro y adquirir experiencia laboral.
- A mis compañeros de la universidad que estuvimos juntos en tantas noches de desvelo y días de ajetreo, gracias por los conocimientos compartidos y por el cariño brindado, hicimos un excelente grupo de estudio durante toda la carrera: **Leodanys Martínez, Yennyfer Fermín, Normarys Bello, Marianjulis Campos, Mario Azacón, Williams Medina**. A mis compañeros de clases: **María Lourdes Marcano, Mailing Hung, Karina Martins, Sofía Meza, Ángel Noval**, por brindarme su afecto y cariño durante toda la carrera. Un agradecimiento muy especial a mi amiga y también compañera de clases **Leidys Martínez**, por tanto apoyo y por ofrecerme su ayuda incondicional durante toda la carrera; a todos ellos gracias por brindarme su afecto. El agradecimiento es extensivo a todas las personas, profesores, amigos,

compañeros de clase y familiares que de alguna forma han ayudado a mi desarrollo, formación y me han dado todo el apoyo para alcanzar mis metas.

Pedro Enrique Hilarraza Brito

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como propósito aplicar los métodos de ensayos según normas ASTM, para la certificación del crudo en el laboratorio del FSO Nabarima, ubicado en el Campo Corococo de PDVSA Petrosucre, con la finalidad de contribuir técnicamente con el proceso de almacenamiento y desembarque de crudo, mediante la ejecución de análisis físicoquímicos. La producción de los pozos requiere del control de la calidad del producto obtenido por medio de la realización de análisis en laboratorio, los mismos se encuentran fuera de las instalaciones. Se realizó la requisición de los equipos, materiales y reactivo de acuerdo a las normas seleccionadas aplicables para comercializar: norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294 Y ASTM D 473, dichas normas fueron seleccionadas según la exigencia del Ministerio de Energía y Petróleo, establecida en las normas técnicas de hidrocarburos líquidos. La aplicación de la norma ASTM D 1298 permitió determinar la °API mediante el método del hidrómetro, la cual es de gran importancia porque nos permitió clasificar el crudo, se obtuvo un valor de 23.6 °API clasificándose como un crudo mediano.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	ix
ÍNDICE GENERAL	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	17
1.1 Planteamiento del problema.	17
1.2 Objetivos de la Investigación.....	18
1.2.1 Objetivo General:	18
1.2.2 Objetivos Específicos.....	19
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1 Antecedentes.....	20
2.2 Visión de la Empresa.....	21
2.3 Ubicación Geográfica del Campo Corocoro.....	21
2.4 Descripción General del Proceso del Campo Corocoro.	23
2.4.1 Plataforma de Cabezales de Pozo WHP.....	24
2.4.2 Sistema de Facilidades de Procesamiento Temporal IPF.....	26
2.4.3 Componentes de Almacenamiento y Despacho de Crudo FSO Nabarima. ...	27
2.4.5 Sistema de Descarga del FSO Nabarima.....	30
2.5 Laboratorio.	33
2.6 Métodos de Ensayo.....	34
2.7 Métodos de Prueba ASTM.	34
2.7.1 Características.	35
2.8 Repetibilidad.....	36
2.9 Reproducibilidad.....	37

2.10 Resultados de las Pruebas.....	37
2.11 Criterios para la Selección de Métodos.....	37
2.12 Equipos de Laboratorio.....	39
2.13 Ubicación de los Equipos.....	39
2.14 Reactivos.....	40
2.14.1 Criterios Mínimos para la Selección de Reactivos.....	40
2.15 Muestreo.....	41
2.16 Muestra Representativa.....	41
2.16.1 Consideraciones para un Muestreo en Tanques.....	41
2.17 Análisis de crudo.....	42
2.18 Determinaciones a efectuar en el petróleo.....	43
2.18.1 Densidad.....	43
2.18.2 Contenido de agua.....	44
2.18.3 Contenido de sedimento.....	44
2.18.4 Contenido de azufre.....	45
2.19 Emulsión.....	45
2.19.1 Estabilidad y rompimiento de la emulsión.....	47
2.19.2. Temperatura.....	47
2.19.3 Tipo de aceite.....	47
2.19.4 Diferencia de densidad.....	48
2.20 Deshidratación de crudo.....	48
2.20.1 Métodos de tratamiento para la deshidratación de crudos.....	48
2.20.1.1 Tratamiento químico.....	49
2.20.1.1.1 Calculo básico asociado al tratamiento químico.....	53
2.20.1.2 Tratamiento térmico.....	54
2.20.1.3 Tratamiento mecánico.....	54
2.20.1.4 Tratamiento Eléctrico.....	54
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	55
3.1 Selección de los métodos de ensayo exigidos por el MENPET, para la certificación de crudo.....	55

3.2 Revisión de los rangos de calidad exigido por el MENPET, para la certificación del crudo.....	57
3.3 Aplicación de los métodos de ensayo seleccionados al crudo almacenado en el FSO Nabarima.....	59
3.3.1 Aplicación de la norma ASTM D 1298. “Determinación de la Gravedad API mediante el Método del Hidrómetro”	64
3.3.2 Aplicación de la Norma ASTM D 4006. “Determinación de Agua en Crudo mediante el Método de Destilación”	67
3.3.3 Aplicación de la Norma ASTM D 4294. “Determinación de Azufre en Crudo mediante el Método de Fluorescencia de Rayos X”	69
3.3.4 Aplicación de la Norma ASTM D 473. “Determinación del Contenido de Sedimento en el Crudo por Extracción”	70
3.3.5 Barrido de formulación.	73
3.3.6 Tiempo medio de coalescencia.....	75
3.4 Presentación de alternativas de acuerdo al diagnóstico realizado al crudo almacenado en el FSO Nabarima.....	76
CAPÍTULO 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	86
4.1 Selección de los métodos de ensayo exigidos por el MENPET, para la certificación de crudo.....	86
4.2 Revisión de los rangos de calidad exigido por el MENPET, para la certificación del crudo.....	88
4.3 Aplicación de los métodos de ensayos seleccionados al crudo almacenado en el FSO Nabarima.....	89
4.3.1 Método de ensayo ASTM D 1298.....	89
4.3.2 Método de ensayo ASTM D 4006.....	91
4.3.3 Método de ensayo ASTM D 4294.....	94
4.3.4 Método de ensayo ASTM D 473.....	95
4.3.5 Barrido de formulación.	96
4.3.6 Tiempo medio de coalescencia.	98
4.3.7 Tiempo de coalescencia.....	101

4.4 Presentación de alternativas de acuerdo al diagnóstico realizado al crudo almacenado en el FSO Nabarima.....	103
CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	112
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	114

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Mapa de Ubicación Geográfica del Campo Corocoro [4].	22
Figura 2.2 Ubicación del Yacimiento Corocoro [4].	22
Figura 2.3 Facilidades Proyecto Corocoro [5].	24
Figura 2.4 Vista lateral de la Plataforma de Pozos [6].	25
Figura 2.5 Isométrico de la gabarra IPF [7].	27
Figura 2.6 FSO (<i>Floating Storage Offloading</i>) Nabarima [8].	28
Figura 2.7 Distribución de los Tanques de Almacenamiento FSO Nabarima [8].	29
Figura 2.8 Capacidad de Almacenamiento de los Tanques del FSO Nabarima [8].	30
Figura 2.9 Arreglo del Sistema de Carga de Crudo a Tanqueros [8].	31
Figura 2.10 Actividad de atraque a la luz del día [8].	31
Figura 2.11 Manguera de suministro de crudo [8].	32
Figura 2.15. Cambios en la composición del crudo frente a la producción [16].	46
Figura 3.1 Tanques de Almacenamiento del FSO Nabarima [8].	62
Figura 3.4 Tabla 5A normalizadas y digitalizada según la guía ASTM D 1298 para el cálculo de °API corregido. Fuente: Laboratorio del FSO Nabarima.	67
Figura 3.5 Representación de un barrido de desmulsificante. [Fuente propia].	74
Figura 3.6 Dosificación de las sustancias para preparar los sistemas SOW. [Fuente propia].	74
Figura 3.7 Barrido de formulación a temperatura constante de 25°C.	75
Figura 3.8 Montaje experimental para la medición de la estabilidad.	76
Figura 3.9 Proceso de Separación, Compresión y Bombeo [7].	80
Figura 3.10 Inyección de desmulsificante FSO Nabarima [8].	84
Figura 3.11 Punto de inyección de desmulsificante. Fuente: FSO Nabarima.	84
Figura 3.12 Patín de inyección de química. Fuente: FSO Nabarima.	85
Figura 4.1 Representación gráfica de los grados °API de las muestra.	91
Figura 4.2 Representación gráfica del porcentaje de agua en cada muestra.	93

Figura 4.3 Representación gráfica del barrido de formulación.....	97
Figura 4.4 Representación grafica del tiempo medio de coalescencia.....	100
Figura 4.5 Representación grafica del volumen de agua separado.	102
Figura 4.6 Punto actual de inyección de desmulsificante, ubicado en el FSO Nabarima.	104
Figura 4.7 Comparación de tiempo de coalescencia.	105
Figura 4.8 Propuesta de nuevo punto de inyección de desmulsificante.....	106
Figura 4.9 Propuesta de nuevo punto de inyección de desmulsificante, ubicado aguas arriba de la Bomba Booster. IPF.	106

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Clasificación API [12].	43
Tabla 3.1 Métodos de Ensayo Aplicables para la determinación de las propiedades Físicoquímicas del crudo Corocoro.	56
Tabla 3.2 Aplicabilidad de los Métodos de Ensayo.	58
Tabla 3.3 Profundidad del Muestreo realizado a los Tanques del Almacenamiento.	63
Tabla 3.4. Resumen de Pozos Productores.	77
Tabla 3.5. Condiciones de Producción y Entregas de Corriente.	78
Tabla 3.6 Pozos Productores.	79
Tabla 3.7. Características técnicas de las Bombas Booster y de Transferencia.	82
Tabla 4.1 Métodos de ensayos seleccionados.	86
Tabla 4.2 Rangos de calidad exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo para certificación.	88
Tabla 4.3 Resultados de Análisis Norma ASTM 1298.	90
Tabla 4.4 Resultados de Análisis ASTM D 4006.	91
Tabla 4.5 Resultado de análisis ASTM D 4294.	94
Tabla 4.6 Resultado de análisis ASTM D 437.	95
Tabla 4.7 Resultados de Prueba de Barrido de Formulación.	96
Tabla 4.8 Resultados del Tiempo Medio de Coalescencia.	99
Tabla 4.9 Resultados de volúmenes leídos con respecto al tiempo de coalescencia.	101

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema.

Petrosucre es una empresa mixta de la industria petrolera nacional, la cual maneja el primer proyecto de Petróleos de Venezuela (PDVSA) Costa Afuera, ubicado en el Campo Corocoro, en el Golfo de Paria. Con el proyecto Corocoro, se produce crudo mediano de 24 °API. Esta instalación la tenía la Empresa Conoco *Philips* y es manejada por la empresa mixta de PDVSA, Petrosucre, que tiene 74% de acciones de la industria y 26% de una empresa italiana de energía (ENI).

El plan de evaluación del descubrimiento realizado en el Campo Corocoro, ha confirmado la existencia de una gran acumulación de hidrocarburo en el Golfo de Paria Oeste, la cual contiene 297.250 MBL en la arena 70-A y 284.183 MBL en la arena 70-B de petróleo en sitio. La ejecución del programa de producción de este campo comprende dos fases. La primera consiste en un plan de producción inicial (Fase I), de cinco (5) años de duración, mediante procesos tecnológicos avanzados de perforación múltiple de pozos, para una producción estimada de 30 MBPD a través de pozos horizontales y una segunda etapa (Fase II), cuya ejecución depende de los resultados que se obtengan de la Fase I, con el objetivo de aumentar el nivel de producción hasta 60 - 70 MBPD.

El proyecto Corocoro, consta de cuatro grandes componentes permanentes ubicados costa afuera, los cuales son: Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP), Plataforma Central de Producción (CPF), Unidad de Almacenamiento Flotante (FSO) y los sistemas de tuberías enterradas; como estrategia de producción temprana se

utiliza una Plataforma de Facilidades de Procesamiento Temporal (IPF) mientras se completa la construcción e instalación de la CPF.

La gerencia de producción de Petrosucre ha implantado un laboratorio en el *Top Side*, área de cubierta del FSO Nabarima, donde se realizan análisis al agua de mar proveniente de un previo tratamiento y mejoramiento para ser transferida a los pozos inyectoros localizados en la plataforma de cabezales WHP; Sin embargo el laboratorio no está en condiciones para realizar análisis de crudo, por no contar con métodos de ensayos estandarizados. La producción de los pozos requiere del control de la calidad del producto obtenido por medio de la realización de análisis en laboratorios, los mismos se encuentran fuera de las instalaciones antes mencionadas. El traslado de las muestras y de personal hacia otros laboratorios implica altos costos y tiempos adicionales en la obtención de la data requerida para el control interno de la empresa y comercialización del crudo.

Por esta razón la empresa Petrosucre requiere de la aplicación de los métodos de ensayos estandarizados según normas ASTM, para la certificación del crudo Corocoro, con el fin de contribuir técnicamente al proceso de almacenamiento y desembarque de crudo del FSO Nabarima, mediante la ejecución de los ensayos fisicoquímicos requeridos para asegurar de una manera objetiva e independiente la calidad de los crudos despachados.

1.2 Objetivos de la Investigación.

1.2.1 Objetivo General:

Aplicar los métodos de ensayo estandarizados según normas ASTM, para la certificación del crudo en el laboratorio del FSO Nabarima, ubicado en el Campo Corocoro de PDVSA Petrosucre.

1.2.2 Objetivos Específicos.

1. Seleccionar los métodos de ensayos exigidos por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), para la certificación de crudo.
2. Revisar los rangos de calidad exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), para la certificación de crudo.
3. Aplicar los métodos de ensayos seleccionados al crudo almacenado en el FSO (*Floating Storage Offloading*) Nabarima.
4. Presentar alternativas de acuerdo al diagnóstico realizado al crudo almacenado en el FSO Nabarima.

CAPÍTULO 2.

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes.

Carrillo J. En 2002, realizó análisis de crudos aplicando normas ASTM, determinado diversas propiedades del crudo tales como: °API siguiendo la norma ASTM D-1298 , viscosidad cinemática ASTM D-445, agua por destilación ASTM D-4006, porcentaje de agua y sedimento por centrifugación ASTM D-4007 y también se determinó la salinidad del crudo utilizando un conductímetro siguiendo la norma ASTM D-3230, con el fin de conocer los valores de dichos parámetros para establecer estrategias de acondicionamiento y mejoría para una posible comercialización ^[1].

Touzett P. En 2002, realizó la aplicación de las Normas Técnicas Peruanas para determinar las propiedades requeridas en los asfáltenos líquidos de curado lento para uso en la construcción y tratamiento de pavimentos, como estándar de calidad de este producto para efectuar la comercialización del mismo en la Ciudad de Lima-Perú ^[2].

Monteforte R. En 2000, aplicó norma oficial mexicana en México, D.F, para establecer las características y especificaciones del gas natural que debe inyectarse en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, con el fin de contar con un combustible limpio que evite daños en las instalaciones y al medio ambiente ^[3].

2.2 Visión de la Empresa.

En el Bloque Golfo de Paria Oeste, la empresa Petrosucre filial de Petróleos de Venezuela S.A, desarrolló actividades de levantamiento sísmico y perforación exploratoria de pozos con resultados favorables para la explotación del Campo Corocoro, considerando un potencial de 250 millones de barriles de crudo. La perforación exploratoria del pozo Corocoro 1X, en febrero de 1999, permitió considerar al yacimiento Corocoro con potencialidad comercial. Posteriormente, entre julio 2001 y marzo 2002, se perforaron cuatro (4) pozos de evaluación, que permitieron confirmar volúmenes considerables de petróleo y gas en dicho yacimiento. En razón de los resultados favorables obtenidos en la perforación evaluadora del Campo Corocoro (2001 – 2002), se tiene previsto iniciar la ejecución de un programa de producción de este Campo en dos fases. La primera consiste en un plan de producción inicial (Fase I), de unos cinco (5) años de duración (2006 - 2011), mediante procesos tecnológicos avanzados de perforación múltiple de pozos, para una producción estimada entre sesenta mil y setenta mil barriles diarios de crudo (60 - 70 MBPD), y la segunda fase aumentar el nivel de producción cuya ejecución depende de los resultados que se obtengan de la Fase I ^[4].

2.3 Ubicación Geográfica del Campo Corocoro.

El Campo Corocoro se encuentra ubicado en las aguas superficiales de las costas del Oriente de Venezuela en el Golfo de Paria entre las coordenadas 10°0' y 10°15' de Latitud Norte y entre 62°15' y 62 37' de Longitud Oeste, como se observa en las figura 2.1, el cual yace entre los bloques 7 y 9 como se observa en la figura 2.2.



Figura 2.1 Mapa de Ubicación Geográfica del Campo Corocoro [4].

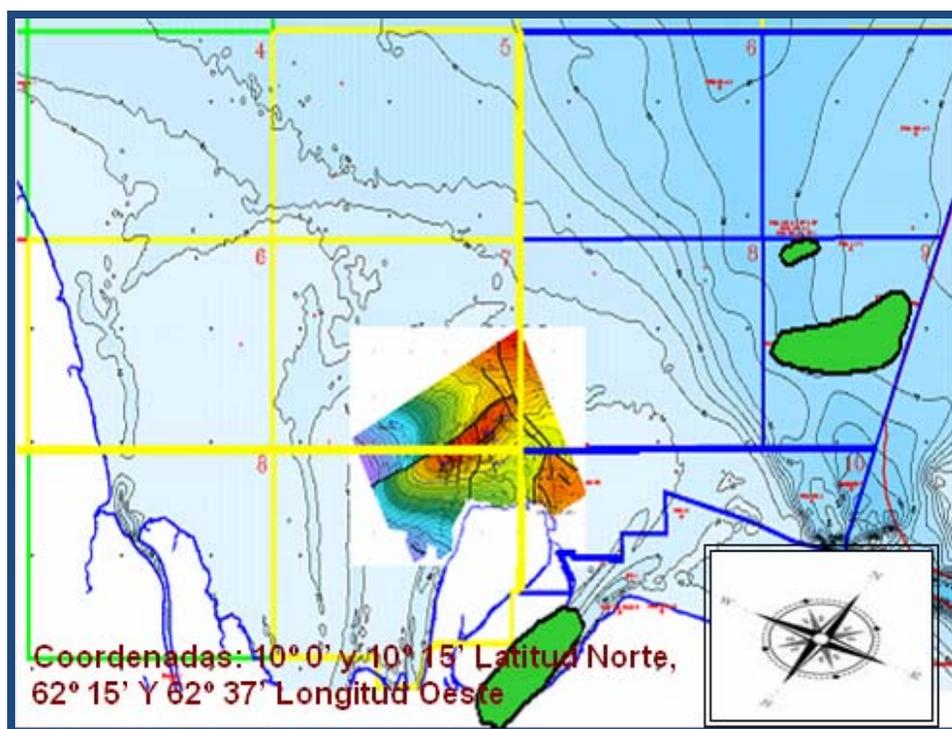


Figura 2.2 Ubicación del Yacimiento Corocoro [4].

El proyecto se encuentra localizado en una mezcla de ecosistemas de alto valor ecológico. El marco ambiental lo componen un gran espacio de aguas marinas y una interface de ambiente de estuario y costas próximas a manglares. Esta región del Golfo de Paria se encuentra bajo la significativa influencia de la desembocadura del Río Orinoco y Río San Juan. La zona continental de la región la componen el Sur de la Península de Paria (Estado Sucre) y los Pantanos Orientales del Estado Delta Amacuro y Estado Monagas. Las estructuras del proyecto estarán ubicadas en zonas de aguas poco profundas (4-6 metros) e igualmente en zonas donde las profundidades de la columna de agua alcanzan dimensiones de casi 30 metros. A lo largo de la línea de costa se localizan varias poblaciones de importancia tales como Capure, Pedernales, Isla Misteriosa y muchos otros tantos asentamientos de poblaciones orientales y de comunidades indígenas ^[4].

2.4 Descripción General del Proceso del Campo Corocoro.

Las instalaciones del Campo Corocoro están siendo diseñadas de tal forma que se puedan conectar y permitir la subsiguiente exportación de la producción de otros descubrimientos de la región.

Las facilidades con las que cuenta el Campo Corocoro son: la plataforma principal de pozos de producción (WHP – *Well Head Platform*), la unidad de producción (CPF – *Central Production Facility*), veintidós (22) kilómetros de tubería de doce (12) pulgadas de diámetro para transporte de crudo, con capacidad para transportar hasta 90 MBPD, y la facilidad flotante de almacenamiento y despacho de crudo (FSO – *Floating Storage Offloading*), con capacidad de 1,3 MMBLS. En la Figura. 2.3, se presenta un esquema general con la configuración de las facilidades que constituyen la Fase I del Campo Corocoro ^[5].



Figura 2.3 Facilidades Proyecto Corocoro [5].

Se perforarán un total de 24 pozos, de los cuales 13 son pozos productores, 4 pozos inyectoros de agua, 2 inyectoros de gas, 4 pozos de desarrollo y 1 inyector de rípios. El desarrollo de la fase I (14 pozos) producirá aproximadamente 250 MMBN de crudo en un periodo de 20 años provenientes de las áreas que conforman los yacimientos de las secuencias 70A, B, y E [5].

2.4.1 Plataforma de Cabezales de Pozo WHP.

Los pozos de desarrollo de Corocoro están ubicados en la WHP (*Well Head Platform*). La utilización de pozos submarinos no resulta práctica, debido a la poca profundidad de las aguas en la ubicación de Corocoro.

La configuración seleccionada de la WHP (*Well Head Platform*) es una estructura de postes o pilotes de acero, capaz de soportar un taladro de perforación en plataforma. La WHP (*Well Head Platform*), está ubicada aproximadamente de 5 a 7 metros de profundidad (con respecto al Nivel Bajo del Mar). El nivel superior es donde se colocarán los equipos necesarios para llevar a cabo los procesos de perforación de los pozos. La Figura 2.4, muestra una vista transversal de la plataforma de cabezales de pozo WHP (*Well Head Platform*)^[6].



Figura 2.4 Vista lateral de la Plataforma de Pozos [6].

Los sistemas de operación asociados a la plataforma de cabezales de pozo WHP (*Well Head Platform*) son: múltiple de inyección de agua, múltiple de inyección de gas, múltiple de producción, múltiple de levantamiento por *gas-lift*, como también los sistemas de inyección de química, aire de instrumento, sistema contra incendio, distribución de combustible y trampas de recibo de cochino; así mismo comprende el sistema de panel hidráulico para el arranque y parada de emergencia^[6].

2.4.2 Sistema de Facilidades de Procesamiento Temporal IPF.

El IPF (*Instalation Processing Facility*), es una embarcación no motorizada llamada MARITIMA 8, con un tamaño de 250 pies de largo x 72 pies de ancho con una altura de 15 pies y una capacidad de carga de 3000 toneladas. Facilidades instaladas para manejar 33.000 BPD de líquidos y 13,5 MMSCFD de gas @ 200 PSIG/ 150°F, con sistemas utilitarios.

El objetivo de esta unidad de procesamiento temporal es el de permitir la explotación comercial del Campo Corocoro tan pronto como sean completados los primeros pozos pero antes de la instalación de la Facilidad Central de Producción (CPF), adelantando el cronograma de producción del proyecto, minimizar la inversión de capital y maximizar el tiempo de operación.

El proyecto IPF (*Instalation Processing Facility*), consiste de una gabarra sobre la que están instalados equipos de separación de gas y crudo, compresores para re-inyección de gas, bombas para transferencia de crudo y bombas para el sistema contra incendio, generadores de electricidad, cuarto de control de operaciones, taller para reparaciones menores y otros equipos asociados al proceso de separación tales como; compresor de aire, instrumentación, mechurrio, medidores, válvulas y tuberías. En la Figura 2.5, se observa un isométrico del sistema de facilidades de procesamiento temporal IPF (*Instalation Processing Facility*)^[7].



Figura 2.5 Isométrico de la gabarra IPF [7].

2.4.3 Componentes de Almacenamiento y Despacho de Crudo FSO Nabarima.

El FSO (*Floating Storage Offloading*) Nabarima es un buque tanquero de doble casco, sin motor, ni timón, ni posibilidades de autopropulsión o autonomía. Estará anclado permanentemente en el Golfo de Paria y acoplado al sistema de tuberías que transportan el crudo desde la unidad de producción (Plataforma de Cabezales - WHP) hasta el FSO (*Floating Storage Offloading*).

El Nabarima tiene capacidad para alojar 80 personas en 30 camarotes. La dotación incluye la tripulación y trabajadores del IPF (*Installation Processing Facility*) y WHP (*Well Head Platform*). Está provisto de áreas de servicios como baños, cocina, dormitorios, hospital, sistema de telecomunicaciones, alarmas y áreas de esparcimiento y presentaciones para todo el personal y visitantes. Los camarotes se encuentran ubicados en las cubiertas B y C.

Los sistemas ubicados en la cubierta del FSO (*Floating Storage Offloading*) consisten o están compuestos por el sistema de tratamiento de agua de mar, sistema

de enfriamiento y calentamiento de crudo, lanzador y receptor de cochinos, sistema de filtración de agua producida y el patín de medición y fiscalización de crudo ^[7].

Adicionalmente y compartido por todos los sistemas del FSO (Floating Storage Offloading) están: sistema básico de control del proceso (BPCS), sistema instrumentado de seguridad (SIS), sistema de detección de gas y fuego (F&G) y el laboratorio. El BPCS/SIS está conectado a la red computarizada a lo largo de todo el barco y a la estación de control del proceso Honeywell en el cuarto de control de carga (CCR). El sistema de detección de gas y fuego de cubierta está conectado al CCR sistema Kongsberg ESD/F&G y el laboratorio ubicado en el edificio de cubierta (Top Side) está planeado para que sea usado por el FSO (Floating Storage Offloading) y cualquier otra función que se requiera en el proyecto. En la Figura 2.6, se presentan vistas de proa y popa del FSO (Floating Storage Offloading) Nabarima [8].



Figura 2.6 FSO (Floating Storage Offloading) Nabarima [8].

El FSO Nabarima tiene capacidad nominal de almacenamiento de 1,3 MMBls. Esta unidad cuenta con un número de 12 tanques de almacenamiento de crudo (6

tanques de lado de estribor y 6 tanques de lado de babor) y 2 tanques colector de residuos o tanques de decantación para crudo fuera de especificación denominados tanques *Slop*. En la figura 2.7 muestra la distribución de los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima [8].

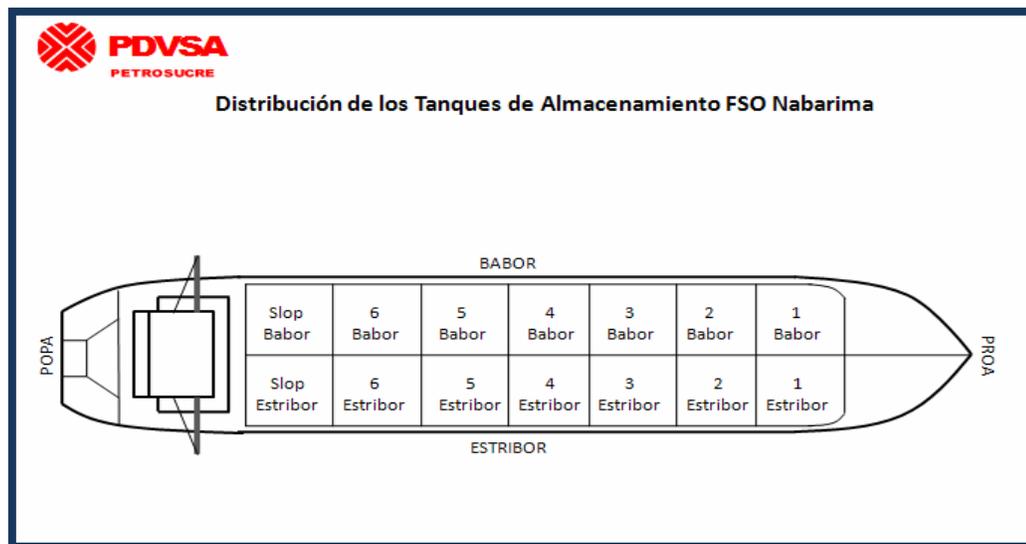


Figura 2.7 Distribución de los Tanques de Almacenamiento FSO Nabarima [8].

Cada tanque de almacenamiento cuenta con una capacidad de almacenaje. Las especificaciones de almacenamiento de cada tanque se muestran en la figura 2.8.

TANQUES		CAPACIDAD			
		98% Full Volumen M ³	100% Full Volumen M ³	98% Full Volumen Bls	100% Full Volumen Bls
1 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
1 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
2 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
2 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
3 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
3 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
4 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
4 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
5 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
5 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
6 Babor		17331.7	17685.4	10900.4	11122.9
6 Estribor		17316.0	17669.4	10890.6	11112.8
Slop Babor		4951.9	5063.0	3114.4	3184.3
Slop Estribor		4947.4	5040.4	3111.6	3170.1
Total		217785.5	222232.2	136972.0	139768.7

Figura 2.8 Capacidad de Almacenamiento de los Tanques del FSO Nabarima [8].

El almacenamiento del crudo constituye un elemento de sumo valor en la exportación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la decantación de agua y sedimento del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a destilación.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y son los únicos aprobados actualmente por aduana ^[8].

2.4.5 Sistema de Descarga del FSO Nabarima.

Los tanqueros exportadores serán colocados en el atraque, inmediatamente a continuación de la unidad de almacenamiento flotante (en tándem), manteniendo una separación entre ambas naves de aproximadamente 80 metros (utilizando una guaya

de amarre de 21 pulgadas de diámetro), tal como se muestra en la Figura 2.9. Uno o dos remolcadores, que realizará(n) las labores de atraque y zarpe del tanquero, se colocarán al final de este arreglo de buques, halando el tanquero a fin de mantener la separación entre las dos embarcaciones. Otras labores de los remolcadores incluyen la de funcionar como unidades de ante emergencias ^[8].



Figura 2.9 Arreglo del Sistema de Carga de Crudo a Tanqueros [8].

Las actividades de atraque del tanquero se realizarán a la luz del día como lo muestra la Figura 2.10, y queda a criterio del Capitán del FSO (*Floating Storage Offloading*) “Nabarima” y de la Capitania de Puerto de Güiria, la decisión de suspenderlas en caso de condiciones adversas (lluvia, tormenta eléctrica, viento), siguiendo los lineamientos de navegación nacionales e internacionales aplicables ^[8].



Figura 2.10 Actividad de atraque a la luz del día [8].

Se estima que para la Fase I del Proyecto de Desarrollo Corocoro se realicen operaciones de atraque y carga de tanqueros cada 8 - 9 días. La manguera de suministro de crudo a los tanqueros (manguera de exportación) es una manguera “Dunlop” flotante de doble carcasa como se muestra en la Figura 2.11.



Figura 2.11 Manguera de suministro de crudo [8].

La carcasa interior está diseñada para una presión de carga de 15 Kg/cm². La segunda carcasa soporta la misma presión, pero se expande indicando rotura del conducto interno. La manguera tiene 20” de diámetro en la sección central, reduciéndose a 16” en sus últimos tramos, para hacerla menos pesada al izarla hacia el buque, lo cual permite reducir al mínimo la posibilidad de derrames del crudo al medio marino.

La longitud total es de 270 m, como dispositivo de seguridad operacional, cuenta con una unidad de rotura (*break away*) con sellado en ambos extremos. La conexión de la manguera se efectúa a través de una tubería de acero ubicada en el costado de babor, muy cerca del extremo de popa del FSO (*Floating Storage Offloading*). La manguera está dotada de válvulas mariposa y bridas ciegas, a fin de evitar que pueda causar un derrame de crudo al medio marino.

La unidad de medición (*Lact Unit*) de la cual viene la manguera, indica la cantidad exacta descargada. Una vez concluido el llenado, las mangueras permanecen en el agua, llenas, con el extremo asegurado a bordo o a una boya, mediante un cabo de amarre. La velocidad de transferencia se ha estimado en 35 mil barriles por hora, con lo cual se estima que el tiempo de llenado de un tanquero tipo *Aframax/Suezmax* (500 mil barriles de capacidad) podría demorar alrededor de unas 14 horas. La operación de descarga es continua. En condiciones extremas (tormentas), se interrumpe la descarga, pero no es necesaria la desconexión del equipo.

El tamaño máximo de tanqueros previsto es de unos 650.000 barriles. Se requerirá entre uno y dos remolcadores para una capacidad de empuje de aproximadamente 125 a 150 toneladas^[8].

La aplicación de los métodos de ensayos estandarizados ASTM, se realizará en el laboratorio del FSO Nabarima, ubicado en el área del *Top Side*, con el propósito de determinar las propiedades físicas químicas del crudo Corocoro, para garantizar la calidad del crudo despachado a comercializar y contribuir técnicamente con el proceso de desembarque. Para esto es importante tener conocimiento de las condiciones de trabajo en donde se ejecutarán los análisis.

2.5 Laboratorio.

Los laboratorios son organizaciones que realizan ensayos sobre productos con la finalidad de caracterizarlo, analizarlo e indagar sobre los resultados obtenidos. Los resultados que se obtienen de análisis en laboratorios deben ser reales, confiables, para esto es necesario, la utilización de métodos estandarizados, preferiblemente normalizados para que los resultados sean reproducibles^[9].

2.6 Métodos de Ensayo.

El laboratorio debe usar métodos y procedimientos apropiados para todos los ensayos dentro de su alcance. Estos incluyen muestreo, manejo, transporte, almacenamiento y preparación de los ítems a ser ensayados, y cuando sea apropiado, una estimación de la incertidumbre de la medición así como las técnicas estadísticas para el análisis de los datos del ensayo. El laboratorio debe usar métodos de ensayo, los cuales cumplan con las necesidades del cliente y que sean apropiados para los ensayos que realiza. Se deben utilizar preferiblemente métodos publicados en normas internacionales, regionales o nacionales. El laboratorio debe asegurar el uso de la última edición de una norma, a menos que esto no sea apropiado o posible. Cuando sea necesario, se debe complementar la norma con detalles adicionales para asegurar una aplicación consistente^[9].

2.7 Métodos de Prueba ASTM.

Los métodos ASTM cubren todos los materiales que se utilizan en la industria y el comercio. Dentro de la ASTM existen Comités que se encargan en la elaboración de especificaciones y métodos de prueba que se refieren a los productos de cada una de las grandes ramas industriales conocidas: industria metalmecánica, industria del cemento y cerámica, industria petrolera, entre otras. En un principio, los métodos utilizados para medir y controlar la calidad de los derivados del petróleo constituyeron procedimientos empíricos que se adaptan a las necesidades locales de una organización o de una zona. Luego, con la expansión de tecnificación de la industria petrolera se hizo necesario normalizar dichos métodos, en forma tal que pudiesen ser utilizados e interpretado en forma amplia y universal.

Hoy en día existen organizaciones técnicas, de reconocimiento universal, que se ocupan de establecer y redactar los procedimientos utilizados para tal fin. Entre esas

organizaciones, las principales son: la Sociedad Americana de Ensayo de Materiales (ASTM) de Estados Unidos y el Instituto de Petróleo (IP) de Inglaterra.

El Comité de la ASTM, que se ocupa de lo concerniente a la industria del petróleo, se identifica con la letra D, y así los métodos ASTM que se refieren al petróleo se designan de la siguiente manera: Primero la letra D, luego el número consecutivo correspondiente al método y, por último, las dos últimas cifras del año en que el método fue revisado y aprobado por última vez. Así por ejemplo, el método que se utiliza para determinar la gravedad API mediante el método del hidrómetro se identifica con las siglas D-1298, lo cual significa que fue estudiado y aprobado por el Comité D, que se asignó el número 12 y fue revisado por última vez el año 1998 ^[10].

2.7.1 Características.

- **Sencillos y Prácticos.**

Las pruebas utilizadas para la inspecciones de los productos de petróleo, constituyen procedimientos sencillos y prácticos que se realizan, por lo general, con la ayuda de útiles o equipos de muy fácil manipulación. Dichos procedimientos no envuelven riesgos considerables a los operarios, y puede asegurarse que los resultados obtenidos mediante ellos pueden reproducirse fácilmente si se siguen con el debido detenimiento. Por cuanto se adaptan fácilmente a operaciones de rutina, esas pruebas se utilizan normalmente en el control de las operaciones de las refinerías y plantas de mezclas ^[10].

- **Precisión.**

Conviene mencionar que el termino precisión lo referimos en esta oportunidad a la manera como se repiten los resultados que se obtienen mediante la aplicación de un método de análisis. Si la variación de los resultados obtenidos es relativamente pequeña, se dice que el método es preciso; es decir, los resultados se repinten dentro de límites normalmente estrechos.

Por otra parte, el termino exactitud o confiabilidad lo referimos a aquellos resultados que más se acercan a los valores verdaderos que se desean medir. Así por ejemplo, si a una muestra de aceite combustible le determinamos el contenido de azufre con un aparato de Rayos X mal calibrado, es posible que siempre obtengamos el mismo resultado cada vez que repitamos el análisis. Por ello, podríamos decir que el procedimiento de Rayos X para determinar el contenido de azufre de los combustibles es un método muy preciso.

La precisión de los métodos ASTM se define mediante dos variables identificadas con los nombres de repetibilidad y reproducibilidad^[10].

2.8 Repetibilidad.

Se denomina repetibilidad a la máxima variación permisible para un 95% de confiabilidad, en los resultados obtenidos mediante la aplicación de un método de análisis en una misma muestra, aplicado por un mismo operario, con un mismo equipo y reactivos, en una fecha dada. Se consideran dudosos todos aquellos resultados cuyos valores difieren en una cantidad mayor que el valor indicado en la repetibilidad del método. Así por ejemplo cuando se dice que la repetibilidad del método *Pensky-Martens* para la determinación del punto de inflamación es de +/-

1°C, ello significa que deben considerarse dudoso todos aquellos resultados que varíen en más de 1°C del promedio de los valores obtenidos ^[10].

2.9 Reproducibilidad.

Se denomina reproducibilidad a la máxima variación permisible para un 95% de confiabilidad, en los resultados obtenidos mediante la aplicación de un método de análisis en una misma muestra, aplicados por diferentes operadores en laboratorios diferentes, con equipos y reactivos diferentes y en una fecha diferente. La reproducibilidad del método del ejemplo anterior es +/- 2°C, lo cual significa que los resultados de un laboratorio que varíen en más de 2 °C del promedio de los otros laboratorios, obtenidos en una fecha determinada y utilizando una misma muestra preparada para tal fin, deben considerarse como dudosos ^[10].

2.10 Resultados de las Pruebas.

Por cuanto cada método tiene su propia exactitud y precisión, y debido a que puede existir más de un método de prueba para medir una misma característica, es necesario que junto con los resultados se identifiquen los métodos aplicados para obtenerlos. De la misma manera es indispensable que junto con los resultados se especifiquen las unidades correspondientes. También, en las especificaciones deben indicarse claramente esas unidades que completan y clarifican en valor de los resultados ^[10].

2.11 Criterios para la Selección de Métodos.

- Elegir métodos de análisis cuya confiabilidad y efectividad haya sido establecida por estudios colaborativos u otros métodos de validación, de acuerdo a las siguientes características:
 - ✓ Especificidad.
 - ✓ Exactitud.
 - ✓ Precisión: Repetibilidad intralaboratorio, Reproducibilidad interlaboratorio.
 - ✓ Límites de detección.
 - ✓ Sensibilidad.
 - ✓ Aplicabilidad en condiciones normales de laboratorio.

- Considerar si el laboratorio cuenta con los elementos necesarios para realizar el método de análisis. Evaluar el tiempo y costo de la ejecución, y nivel de experiencia requerido para efectuar los procedimientos de análisis.
- Seleccionar aquellos métodos que puedan aplicarse uniformemente a varios grupos de alimentos y a los que puedan aplicarse en la rutina de trabajo.
- Se debe aplicar métodos analíticos oficiales, aceptados o autorizados con fines regulatorios de control y vigilancia de un organismo autónomo (MENPET).
- Los laboratorios de la industria pueden elegir métodos diferentes de aquellos que van a utilizar un laboratorio oficial con fines regulatorios siempre y cuando se haya comprobado su equivalencia.
- Los métodos seleccionados con fines de comercio internacional deben responder a las especificaciones que para cada muestra indiquen las normas de calidad de cada país y/o de la norma internacional, según el caso ^[11].

2.12 Equipos de Laboratorio.

La confiabilidad de un procedimiento analítico será tan grande como la de los equipos e instrumentos usados para su ejecución. Las necesidades de equipamiento abarcan los materiales para muestreo, calibraciones, preparación y ejecución de los análisis, así como los involucrados en la evaluación de datos de calibración y análisis. Así mismo, se pueden establecer la siguiente clasificación del equipamiento:

- Equipos de servicios generales: (incubadoras, autoclave, agitadores, auxiliares de pipeteado, material de vidrio no volumétrico o utilizado para mediciones aproximadas de volumen, otros)
- Material volumétrico: (matraces, pipetas, buretas, otros)
- Instrumentos analíticos: (Termómetros, cronómetros, balanzas, cromatógrafos, otros).
- Patrones físicos: ejemplo: Pesas, termómetros de referencia, otros.
- Computadoras y procesadores de datos.

La mayoría de los equipos e instrumentos se suministran con manuales de operación y los procedimientos de calibrado. Los usuarios deberían familiarizarse con las bases de una operación segura y también comprobar con los técnicos de laboratorio para asegurarse de que los instrumentos han sido bien calibrados ^[11].

2.13 Ubicación de los Equipos.

Se debe elegir el lugar apropiado para cada aparato teniendo en cuenta las condiciones ambientales que requiera, así como el suministro de energía eléctrica conforme a las especificaciones del fabricante. Es esencial que exista una línea adecuadamente aislada y con toma de tierra. Se deben proteger contra variaciones de

suministro eléctrico instalando dispositivos protectores como supresores de sobretensiones y reguladores de voltaje ^[11].

2.14 Reactivos.

Se denomina reactivo o reaccionante a cualquier sustancia que se consume en un proceso químico. La calidad de los productos obtenidos en un proceso químico depende, en gran medida, de la calidad de los reactivos empleados y de su manejo. Los reactivos que se utilizan para analizar crudos, son algunos de los elementos que pueden afectar la confiabilidad de los resultados. La ejecución de pruebas de calidad exige también de reactivos de calidad; por ello es necesario efectuar un control adecuado desde la selección, compra, almacenamiento y preparación de dichos productos ^[11].

2.14.1 Criterios Mínimos para la Selección de Reactivos.

- Verificar la calidad de los reactivos para comprobar que cumplen con las especificaciones requeridas.
- Seguir las indicaciones del fabricante para su conservación y uso.
- Preparar cuidadosamente los reactivos de acuerdo a los procedimientos establecidos e identificarlos correctamente.
- Establecer métodos para comprobar su estabilidad y reactividad durante el periodo que estén en uso.
- Utilizar agua destilada o desionizada en su preparación, así como material volumétrico de vidrio de alta calidad.
- Mantener los reactivos y soluciones en recipientes de material inerte apropiado que puede ser vidrio a plástico.
- Usar tapones de vidrio esmerilado para las soluciones preparadas ^[11].

2.15 Muestreo.

El muestreo es una operación que permite obtener una cantidad de material que represente lo más aproximadamente posible a la masa global del mismo, debido a que dicha muestra se utilizara para realizar las pruebas o ensayos cuyos resultados decidirán su futuro empleo. Por lo tanto, se justifica tomar las precauciones necesarias que contribuyan a que la misma represente lo mejor posible al material en su totalidad. Las muestras de petróleo son utilizadas para ser examinadas en diferentes *test* de laboratorio (características físicas y químicas). El resultado podrá determinar un negocio de transferencia y hasta valorizar por precio un crudo ^[12].

2.16 Muestra Representativa.

Es una muestra que representa una pequeña porción del material del total del volumen (Por ejemplo: tanques, contenedores, oleoductos) obtenida con una precisión igual o mayor a la del método de laboratorio con la cual será analizada ^[12].

2.16.1 Consideraciones para un Muestreo en Tanques.

- Que el tanque presente una heterogeneidad.
- Que el contenido sea homogéneo desde el tope hasta el fondo del tanque, cosa muy rara en el tratamiento de sistemas con petróleo.

El muestreo será aceptable si cumple:

- Que el tanque tenga el componente pesado separado, por ejemplo: agua.
- Que el tanque esté equipado con descarga para componentes pesados.
- Que el componente más pesado no se muestreé.

Usualmente los sistemas de petróleo son heterogéneos. En estos casos se recomienda el muestreo es automático, considerando las determinaciones de agua y sedimentos y densidad.

En forma general, los datos con los que se deben identificar las muestras, son:

- Muestra de.
- Tomada de.
- Temperatura de muestreo.
- Caudal de aporte de la corriente muestreada o volumen del recipiente muestreado según se tome en conducto o en tanque.
- Porcentaje de agua.
- Tenor salino.

Además la identificación deberá contener toda aquella información que se considere necesario para tener en cuenta en el momento de la evaluación de los resultados ^[12].

2.17 Análisis de crudo.

Evaluar un crudo significa encontrar la funcionalidad que rige el comportamiento termodinámico y cinético de los distintos parámetros que determinan el espectro de alternativas de utilización de cada crudo y de las posibles mezclas a refinar ^[12].

2.18 Determinaciones a efectuar en el petróleo.

2.18.1 Densidad.

La densidad es una propiedad física que mide la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, generalmente se usa el grado API como una forma más sencilla de expresar la densidad. En la actualidad la determinación de la gravedad API en laboratorios se determina mediante el método del hidrómetro según la norma ASTM D-1298 ^[12].

La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir, se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que el agua. La clasificación propuesta por el Instituto de Petróleo Americano indica que a una mayor gravedad API el petróleo será más liviano. Esta clasificación es mostrada en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Clasificación API ^[12].

CRUDO	DENSIDAD (g/cm³)	GRAVEDAD API
Extrapesado	> 1.0	< 10
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Liviano	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superliviano	< 0.83	> 39

Cabe indicar que los petróleos livianos son también los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio, ya que los costos tanto de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados. Así, se da una relación directa entre la gravedad API y la calidad del petróleo, petróleos más livianos tienen una mayor calidad, y requieren de menores costos para

ser aprovechados que aquellos más pesados. Con el proyecto Corocoro, se produce crudo mediano de 24 °API ^[12].

2.18.2 Contenido de agua.

La especificación del contenido de máximo de agua está relacionada al costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor del 1 al 2%. La determinación se efectúa por destilación mediante la norma ASTM D-4006.

El equipo de destilación consiste en un balón que lleva una trampa graduada en el cono inferior en ml. o décimas de ml. Se coloca en el balón una determinada cantidad de crudo y una cantidad igual de un "*carrier*" que codestila con el agua presente en la muestra. Los productos livianos y el agua condensan y por rebalse los livianos vuelven al balón en tanto que el agua desciende al fondo del cono graduado.

El agua en hidrocarburos líquidos puede encontrarse en suspensión o en emulsión. El agua en suspensión se separa por decantación. Con respecto a la emulsión se deben efectuar por destilación ya que involucra procesos termodinámicos capaces de romper la emulsión en la muestra de crudo ^[12].

2.18.3 Contenido de sedimento.

Es común que el petróleo crudo contenga arcilla que interfiere obturando equipos. Los métodos para su determinación pueden diferir entre el campo y la refinería por razones prácticas y económicas. No obstante en caso de transacciones comerciales debe especificarse exactamente cuál será el método acordado para su control. En transacciones comerciales los laboratorios utilizan la norma ASTM D-473 para la determinación de sedimentos por método de extracción ^[12].

2.18.4 Contenido de azufre.

El azufre es uno de los componentes que están presentes en los hidrocarburos. Pero su presencia en los hidrocarburos implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, razón por la cual la presencia de azufre es también un determinante del valor comercial del petróleo.

Los compuestos de azufre presentes en el crudo pueden ser corrosivos o no. Atendiendo a la cantidad de azufre presente, los crudos suelen denominarse corrosivos (agrios) o dulces. No existe mundialmente un criterio numérico, para la clasificación; pero los valores adoptados comercialmente, se encuentran entre los siguientes límites:

- **Petróleo dulce:** Menos del 0,5% S.
- **Petróleo medio:** Entre 0,5 y 2% S.
- **Petróleo agrio:** Mas del 2% S.

Actualmente la determinación de azufre se efectúa mediante el método de energía dispersiva y rayos x según la norma ASTM D-4294. En este método se utiliza la técnica de quimioluminiscencia, donde la radiación característica se derivada a partir de una fuente de Rayos X y es comparada con la de muestras patrón, cuyo contenido de azufre (% en peso) es conocido. La determinación de mercaptanos se efectúa por medición de la cantidad de nitrato de plata que se combina con ellos ^[12].

2.19 Emulsión.

Las emulsiones se hallan en la industria petrolera donde típicamente son sistemas indeseables que generalmente incrementan los costos de operación y

reducen la eficiencia de los equipos de proceso. Una emulsión está definida como una mezcla de dos fluidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Cuando son sometidos a una agitación mecánica, una dispersión de pequeñas gotas de uno (llamado fase interna o dispersa) en otro (llamado fase externa o continua). Debido a que el crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno y nitrógeno, así como algunos constituyentes metálicos, particularmente vanadio, níquel, hierro y cobre. La composición del crudo que se extrae cambia en función de la cantidad de material producido, como lo indica la Figura 2.15 [16].

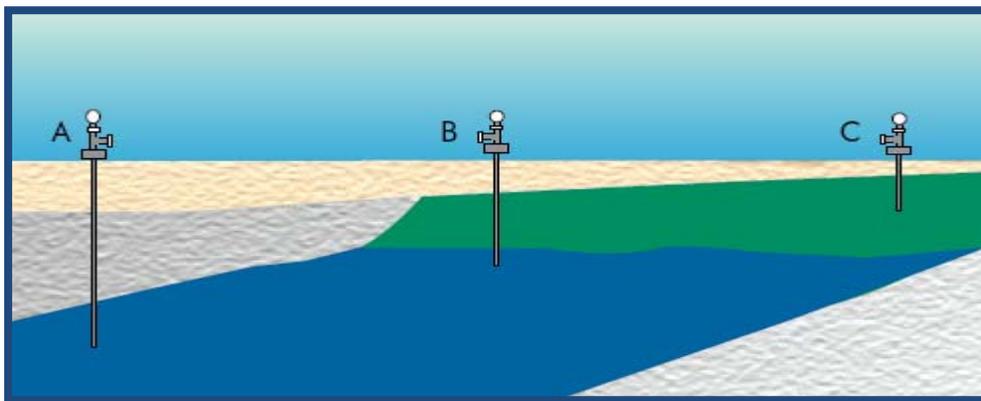


Figura 2.15. Cambios en la composición del crudo frente a la producción [16].

Existen tres tipos de emulsiones inestables: La Floculación, en donde las partículas forman masa; La Cremación, en donde las partículas se concentran en la superficie (o en el fondo, dependiendo de la densidad relativa de las dos fases) de la mezcla mientras permanecen separados; y La Coalescencia en donde las partículas se funden y forman una capa de líquido ^[16].

2.19.1 Estabilidad y rompimiento de la emulsión.

Las emulsiones poseen energía interfacial, por esto, son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: sedimentación, agregación y coalescencia. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interface total. El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite. En este trabajo se hará énfasis en los parámetros de temperatura y tipo de aceite en este caso un agente desmulsificante, razón por la cual son los parámetros que se propondrán como alternativa para llevar a cabo un proceso de deshidratación ^[16].

2.19.2. Temperatura

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios minimizan la estabilidad de la emulsión ^[16].

2.19.3 Tipo de aceite

Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de

la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales ^[16].

2.19.4 Diferencia de densidad

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua ^[16].

2.20 Deshidratación de crudo.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua ^[16].

2.20.1 Métodos de tratamiento para la deshidratación de crudos.

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 electrostático. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o electrostático para lograr el rompimiento efectivo de la emulsión W/O. El presente trabajo hace énfasis en los métodos de deshidratación que podrían ser usados por Petrosucre como alternativa para lograr la remoción del agua en crudo mediante el rompimiento de la emulsión por medio de la combinación del tratamiento químico y térmico ^[16].

2.20.1.1 Tratamiento químico

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto demulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante” o “químico desmulsificante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión aguas abajo. La inyección de desmulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desmulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desmulsificante de acción muy rápida. Los compuestos químicos desmulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores. Los desmulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desmulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los

desmulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desmulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o)^[16].

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desmulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desmulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse. Los productos químicos desmulsificantes pueden caracterizarse como sigue:

- Esteres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobredosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
- Di-epóxicos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- Polialquilenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua.
- Glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse.
- Sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobredosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.

- Poliesteraminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobredosificarse producen emulsiones inversas (o/w).
- Oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas.
- Poliaminas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.
- Alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un sólo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desmulsificantes comerciales son una mezcla de varios desmulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desmulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua ^[16].

Los desmulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos medianos requieren menor dosificación que los crudos pesados. El exceso de dosificación de desmulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Debido a que los agentes desmulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desmulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio

conocidas como pruebas de botellas. Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

1. Debe ser representativa de la corriente.
2. Debe ser un compósito de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador.
3. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
4. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

1. La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desmulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
2. La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

1. Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
2. No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico [16].

2.20.1.1.1 Cálculo básico asociado al tratamiento químico.

- **ppm (partes por millón):** Los ppm son una unidad de concentración de uso rutinario. No es más que la cantidad o volumen de producto químico presente en cada millón de barriles de crudo en base seca (para desmulsificantes, antiespumantes) o de agua (en el caso de tratamiento de clarificantes, inhibidores de corrosión, control de durezas o biocidas). Se utiliza la fórmula siguiente:

$$ppm = \frac{\text{Dosis}}{\text{Producción Seca en Miles de Barriles}} * \text{Factor de Conversión} \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.1

Si la dosis esta en galones el factor es de 23,8 y si esta en litros de 6,28.

Este factor se obtiene de la conversión de galones o litros a barriles (barril = 42 galones = 159 litros) [16]

- **Dosis de Producto Químico Tratante:** Es la dosis diaria que se consume en cada punto de inyección. Para esto se mide con un cronometro y un cilindro graduado la dosis en ml/seg. Y se aplica la formula:

$$Dosis \left(\frac{Gal}{Día} \right) = \left(\frac{ml}{seg} \right) * 22,8 \quad \text{Ec. 2.2}$$

Este factor se obtiene de la conversión de segundos a días y mililitros a galones utilizando los correspondientes factores de conversión [16].

2.20.1.2 Tratamiento térmico

Consiste en colocar en calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos, para reducir la viscosidad del aceite, lo cual favorece el choque de las gotas de agua. Se forman así otras gotas de mayor tamaño (coalescencia), las cuales se precipitan por efecto de gravedad ^[16].

2.20.1.3 Tratamiento mecánico

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado. Los tanques de lavado son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos ^[16].

2.20.1.4 Tratamiento Eléctrico

Consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de la fase dispersa, utiliza deshidratadores electrostáticos que orientan las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua emulsionada, causando su coalescencia ^[16].

CAPÍTULO 3.

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Selección de los métodos de ensayo exigidos por el MENPET, para la certificación de crudo.

Entre las normas que contienen los métodos aplicables para la determinación de las propiedades fisicoquímicas del crudo se tienen: COVENIN (Comisión Venezolana de Normas Industriales), ASTM (Asociación Americana de Materiales Estandarizados, API (Instituto Americano de Petróleo), ISO (Organización Internacional de Estandarizaciones), para este estudio se tomarán en cuenta solo las normas estandarizadas ASTM, porque comercializa a clientes internacionales y también que éstas son usadas como base para las normas nacionales de numerosos países, además son de referencia en reglamentos técnicos que proporcionan la base para los códigos y reglamentos que son directrices requeridas para la importación y la exportación del petróleo.

Se realizó la descripción de los métodos de ensayos aplicables para análisis de crudo mediante las normas ASTM, con la finalidad de conocer la aplicabilidad y verificar las condiciones de trabajo, identificación de equipos, materiales y reactivos para promover la requisición de las herramientas en el laboratorio del FSO Nabarima y posteriormente comprobar la aplicabilidad de los métodos exigidas por los mercados internacionales.

Para la realización de este objetivo fue necesaria la revisión de las normas técnicas para la fiscalización y certificación de hidrocarburos líquidos, así como también los manuales de instrucciones para los métodos de ensayos de laboratorios (PDVSA). Se realizará la selección de los métodos para la determinación de las

propiedades del crudo Corocoro que se consideren más importantes para su comercialización exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo, con el fin de determinar el rango de calidad del crudo a exportar, también se debe tomar en cuenta el espacio físico del laboratorio. En lo que respecta a la gerencia de producción, el espacio físico del laboratorio otorgado por dicho departamento, es una desventaja para la instalación de numerosos equipo, ya que las condiciones de trabajos en costa afuera son limitantes, seguido por los lineamientos de la empresa, recordando que se encuentra en el área del *Top Side*, ubicado en la cubierta principal de la unidad de almacenamiento flotante FSO Nabarima (Anexo D.2). En la tabla 3.1 se muestran los posibles métodos aplicables para la determinación de las propiedades físico-químicos del crudo Corocoro.

Tabla 3.1 Métodos de Ensayo Aplicables para la determinación de las propiedades Físicoquímicas del crudo Corocoro.

Propiedades	Norma	Método de Ensayo
Gravedad API	ASTM D 1298	Hidrómetro
Densidad	ASTM D 5002	Densímetro
Viscosidad	ASTM D 445	Viscosímetro
Contenido de Agua y Sedimento	ASTM D 4007	Centrifugación
Contenido de Agua	ASTM D 4006	Destilación
Contenido de Sal en Crudo	ASTM D 6470	Potenciométrico
Contenido de Sal en Crudo	ASTM D 3230	Electrométrico
Contenido de Azufre	ASTM D 4294	Rayos X
Tensión de Vapor Reíd	ASTM D 3323	Cilindro
Numero de Acidez	ASTM D 664	Titulación Potenciométrica
Contenido de Sedimentos	ASTM D 473	Extracción

3.2 Revisión de los rangos de calidad exigido por el MENPET, para la certificación del crudo.

Para llevar a cabo la certificación del crudo Corocoro y contribuir técnicamente con el proceso de comercialización, se realizó la evaluación de aplicabilidad de los diferentes métodos de ensayos ya mencionados en la etapa anterior, con el fin de conocer de una manera específica los métodos de interés aplicables para comercializar dicho producto. En Función de las normas técnicas para la comercialización y fiscalización de hidrocarburos líquidos, se llevo a cabo la selección de los métodos de ensayos aplicables para comercializar. Se seleccionaron los métodos que sólo se usan como sistema de comercialización y/o certificación de crudo en el mercado internacional exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo, las cuales son la norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294, ASTM D 473, el cual es mostrado en la tabla 4.1 del capítulo 4. La aplicabilidad de los métodos para comercializar y fiscalizar, exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo en función de las normas técnicas para la comercialización y fiscalización es mostrada en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Aplicabilidad de los Métodos de Ensayo.

Propiedades	Norma	Método de Ensayo	Aplicabilidad
Gravedad API	ASTM D 1298	Hidrómetro	Comercialización
Densidad	ASTM D 5002	Densímetro	Fiscalización
Viscosidad	ASTM D 445	Viscosímetro	Fiscalización
Contenido de Agua y Sedimento	ASTM D 4007	Centrifugación	Comercialización/Fiscalización
Contenido de Agua	ASTM D 4006	Destilación	Comercialización
Contenido de Sal en Crudo	ASTM D 6470	Potenciométrico	Fiscalización
Contenido de Sal en Crudo	ASTM D 3230	Electrométrico	Fiscalización
Contenido de Azufre	ASTM D 4294	Rayos X	Comercialización
Tensión de Vapor Reid	ASTM D 3323	Cilindro	Fiscalización
Numero de Acidez	ASTM D 664	Titulación Potenciométrica	Fiscalización
Contenido de Sedimentos	ASTM D 473	Extracción	Comercialización

De acuerdo a la evaluación de aplicabilidad de los métodos de ensayo, se llevo a cabo la realización de este objetivo, cumpliéndose con la revisión de los rangos de calidad de los parámetros del crudo Corocoro en base a los métodos de ensayos seleccionados y exigidos por el Ministerio de Energía y Petróleo que se presentarán en el capítulo 4, para llevar a cabo el proceso de certificación para la comercialización del crudo, los cuales son parámetros importantes para saber si el crudo Corocoro está en especificaciones y contribuir con el proceso de certificación.

3.3 Aplicación de los métodos de ensayo seleccionados al crudo almacenado en el FSO Nabarima.

Inicialmente se realizó una requisición de los equipos, materiales y reactivos, necesarios como lo especifican los métodos de ensayos ASTM seleccionados para habilitar el laboratorio del FSO Nabarima y por consiguiente realizar los respectivos análisis para el crudo extraído.

La requisición constó de los siguientes equipos, materiales y reactivos:

a) Equipos

- Potenciómetro, marca ORION, modelo 900A. Rango de 0 a 14 unidades de pH. Precisión: $\pm 0,01$ unidades de pH.
- Balanza electrónica, marca METTLER TOLEDO, modelo AT-200, Precisión: $\pm 0,0001$ g.
- Equipo para determinar Azufre (sugerido: Oxford, panalytical).
- Manta de calentamiento capacidad de 1000 ml, marca Electrothermal. Permite realizar destilaciones y puede ser usada para determinar agua en crudo.
- Mufla para secado de equipos marca Hach.
- Termómetro digital marca Hach
- Termo Baño de 6 probetas marca Electrothermal.

b) Materiales

- Hidrómetro 2H- 62 (9-21).
- Hidrómetro 3H – 62 (19-31).
- Hidrómetro 4H – 62 (29-41).
- Termómetro de (-5 a 215 °F) ASTM (12°F).
- Tubos centrífugos de vidrio de 203 mm de largo y con 100 ml de capacidad. MARCA SETA.

- Cilindros con tapa 500 ml Clase A.
- Corchos para tubos de centrifugación N° 2.
- Porta hidrómetro.
- Trampa de destilación de 5 ml con divisiones de 0,050 ml. Clase A.
- Balón de destilación de vidrio de 1000 ml Clase A.
- Tubo de secado.
- Manguera de 1/8 pulg diámetro.
- Papel de aluminio de 100 mts.
- Pinzas 3 dedos con Nuez en Acero Inoxidable.
- Pizeta angosta 500 ml con dispersador.
- Porta termómetro.
- Botellas de vidrio capacidad 64 Oz (1/2 galón), tipo garrafa con tapa plástica.
- Agitadores magnéticos para equipo de destilación.
- Condensador de metal, con aproximadamente 25 mm de diámetro y 50 mm de longitud.
- Dedal de Extracción poroso refractario, de 25 mm de diámetro y 70 mm de largo con un peso no menor de 15 g ni mayor de 17 g.
- Cesta del Dedal resistente a la corrosión.
- Copa de agua de aproximadamente 20 mm de diámetro y 25 mm de profundidad con una capacidad de 3 ml.
- Fuente de calor.
- Desecador.
- Perlas de ebullición y/o agitador magnético.
- Condensador de Liebig de 400 mm.
- Micropipetas.
- Beaker de vidrio de 250 ml.
- Pipeta volumétrica u otro material volumétrico para medir 0,2 ml.

- Pipeta aforada 50 ml.
- Cilindros de 500 ml.
- Servilletas.
- Guantes de nitrilo.
- Mascaras.

c) Reactivos

- Tolueno de 4 litros grado analítico, debe tener 99,9% de pureza.
- Desmulsificante 4 litros de grado reactivo con 99,9% de pureza.
- Kerosene.
- Desengrasantes.
- Xileno de grado analítico debe tener 99,9% de pureza.
- Xileno de grado técnico.
- Agua destilada.
- Alcohol Isopropilico 4 litros, solución para secado de equipos.

Una vez obtenido y habilitado el laboratorio con los equipos, materiales y reactivos, se procedió a la toma de muestras para la aplicación de los métodos de ensayo seleccionados las cuales son la norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294, ASTM D 473. Con información suministrada por el departamento de sala de carga se obtuvo la especificación de los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima, para conocer las condiciones de almacenamiento del crudo. Ver figura 3.1.

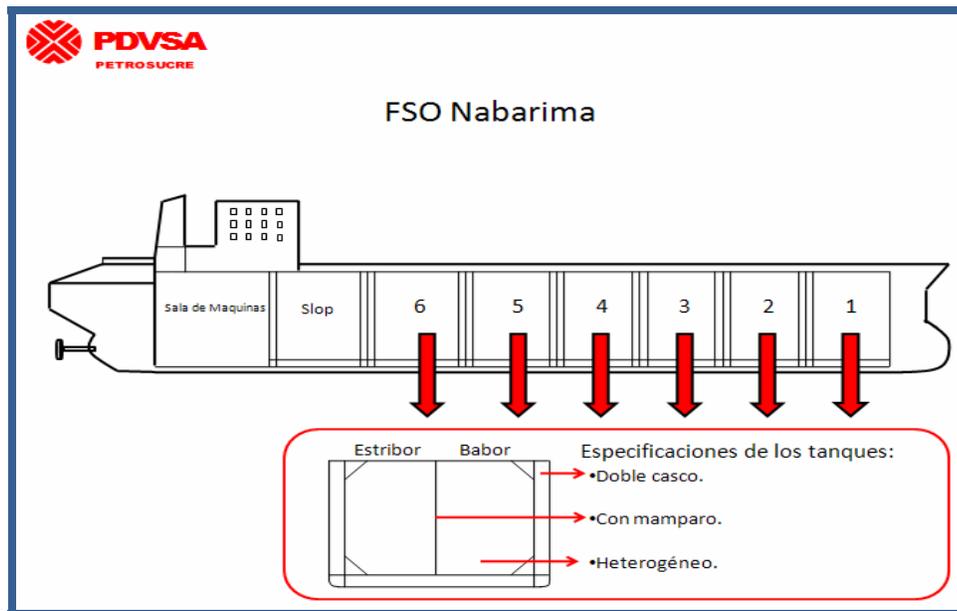


Figura 3.1 Tanques de Almacenamiento del FSO Nabarima [8].

Dichos tanques del FSO Nabarima fueron diseñados con doble casco o doble separación a lo largo de toda la eslora, la cual funciona como un sistema aislante del crudo para disminuir la transferencia de calor hacia el producto, evitando cambios en la composición química. También posee una separación intermedia denominada mamparo, la cual divide los tanques en dos lados babor/estribor, para mantener la distribución de pesos de carga de tal manera que la carga este bien distribuida para no forzar la estructura de la nave y son heterogéneos porque a su vez el crudo estará en más de una fase y poseer distinto comportamiento fluidodinámicos, que a su vez permitan la despresurización o venteo de la fase gaseosa y el drenado del agua decantada en los tanques.

Para el muestreo se tomó en cuenta que el crudo almacenado estuviera separado del componente pesado en este caso el agua, para obtener una muestra homogénea y representativa. Se realizó la medición del nivel de agua libre teniendo como referencia la profundidad de cada tanque. La medición del nivel de agua se realizó

mediante el color *cup* equipo medidor de agua, con la finalidad de conseguir el corte de agua de cada tanque para obtener una muestra del crudo Corocoro. En la figura 3.2, se observa la toma de muestra del crudo almacenado y en la tabla 3.3, se presenta las corridas del muestreo realizado a cada tanque tomando en cuenta la homogeneidad y el corte de agua.

Tabla 3.3 Profundidad del Muestreo realizado a los Tanques del Almacenamiento.

Tanque	Profundidad del Tanque (mts)	Nivel de agua libre (mts)	Corte de Agua (mts)	Corrida Realizada (mts)
1 Estribor	25.59	0.13	25.46	17.39
1 Babor	25.57	0.11	25.46	17.42
2 Estribor	25.62	0.16	25.46	15.58
2 Babor	25.61	0.14	25.47	15.55
3 Estribor	25.61	0.12	25.49	15.66
3 Babor	25.60	0.19	25.41	15.66
4 Estribor	25.61	0.14	25.47	15.44
4 Babor	25.60	0.11	25.49	15.46
5 Estribor	25.60	0.16	25.44	15.47
5 Babor	25.58	0.12	25.46	15.47
6 Estribor	25.62	0.15	25.47	15.39
6 Babor	25.61	0.21	25.40	15.40



Figura 3.2 Toma de Muestra del Crudo Almacenado. Fuente: FSO Nabarima

Los valores de las corridas realizadas se obtuvieron tomando como referencia el corte de agua, calculándose mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Corte de Agua} = \text{Profundidad del Tanque} - \text{Nivel de Agua Libre} \quad \text{Ec 3.1}$$

De esta manera se calculó la profundidad del corte de agua, deduciéndose la profundidad de las corridas: A valores menores del corte de agua se obtendrá una muestra homogénea y representativa. De acuerdo a la información suministrada y al cumplimiento de los objetivos y pasos anteriores se procedió a la aplicación de los métodos de ensayos seleccionados las cuales son la norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294, ASTM D 473.

3.3.1 Aplicación de la norma ASTM D 1298. “Determinación de la Gravedad API mediante el Método del Hidrómetro”

Para la determinación de la gravedad API mediante el método del hidrómetro ASTM D 1298, primeramente se homogeneizó la muestra, se agitó suavemente y se invirtió el recipiente que la contenía de 2 a 3 veces y se colocó a climatizar a 22.4°C. Una vez la muestra climatizada en el termo baño marca Electrothermal, se transfirió

cuidadosamente a un cilindro de 500ml, como lo especifica la norma D 1298, sin salpicar, para evitar la formación de burbujas de aire, de formarse burbujas, éstas se eliminan cuando emerjan las burbujas a la superficie de la muestra tocándolas con un pedazo de papel de filtro. Luego el cilindro con la muestra se colocó en el mesón de trabajo del laboratorio del FSO Nabarima, la cual era el lugar apropiado libre de corriente de aire para que la temperatura de la muestra no variara $\pm 5^{\circ}\text{F}$ (2°C) durante el tiempo de análisis. Se insertó el termómetro y con el mismo se agitó la muestra, sin tocar las paredes del cilindro ya que podría producir un valor erróneo en cuanto a la temperatura inicial. Se registró la temperatura inicial de la muestra, luego se introdujo en la muestra el hidrómetro 3H, es decir de escala (19°API - 31°API) razón por la cual el crudo Corocoro es un crudo mediano leído teóricamente. El hidrómetro fue liberado cuando se mantuvo en equilibrio, manteniendo el vástago seco del hidrómetro flotando libremente sobre la superficie de la muestra, esto debido a que cualquier líquido innecesario que se encuentre sobre él, cambiaría el peso efectivo del instrumento y por ende afectaría la lectura obtenida.



Figura 3.3 Método del hidrómetro. Fuente: Laboratorio FSO Nabarima.

Se tomó como tiempo de estabilización del hidrómetro 10 minutos, luego se realizó la lectura mirando ligeramente por encima del plano de la superficie del líquido el punto de la escala del hidrómetro hasta el cual sube la muestra. La lectura en la parte superior del menisco se le realizó una corrección de -0.1, ya que los hidrómetros se calibran para leerse en la superficie horizontal del líquido y arrojo como resultado los °API observados. Se retiró cuidadosamente el hidrómetro y se introdujo nuevamente el termómetro en la muestra, se agitó con el mismo termómetro y se registró la temperatura final de la muestra, con una precisión de 0.2°F (1°C) con respecto a la temperatura inicial.

Con la temperatura inicial y la temperatura final de ensayo se realizó un promedio para corregir los °API observados con el hidrómetro.

$$TP = (T_i + T_f) / 2 \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

TP=Temperatura promedio (°F).

T_i= Temperatura inicial del ensayo (°F).

T_f=Temperatura final del ensayo (°F).

Luego con la TP y los °API observados, se realizó la corrección de la lectura del hidrómetro a 60°F (15,6°C) utilizando las tablas internacionales normalizadas por el MENPET, según la tabla 5A, se introdujo los valores de TP y °API observado, y se obtuvo automáticamente el valor del °API corregido, el resultado se presentó en forma automática mediante la tabla 5A digitalizada. Figura 3.4.

Gobierno Bolivariano de Venezuela Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo Viceministerio de Hidrocarburos Servicio Autónomo de Normalización de Hidrocarburos Venezuela	
API MPMS Chapter 11 Section 1 (2.004) Correction of Observed API Gravity to API Gravity at 60°F	
Temperatura	76.5
API Observado	24.7
API a 60°F 5A	23.6

Figura 3.4 Tabla 5A normalizadas y digitalizada según la guía ASTM D 1298 para el cálculo de °API corregido. Fuente: Laboratorio del FSO Nabarima.

De esta manera se realizó la aplicación de la norma ASTM D 1298 a cada una de las muestras de los tanques en el laboratorio del FSO Nabarima. Las muestras de cálculos se presentan en el anexo C.1 de cada una de las muestras de los tanques del FSO Nabarima.

3.3.2 Aplicación de la Norma ASTM D 4006. “Determinación de Agua en Crudo mediante el Método de Destilación”

Para la determinación de agua en crudo por el método de destilación ASTM D 4006, primeramente se verificó que el sistema de destilación de agua en crudo bajo reflujo se encontrara limpio y seco, se aseguro que el suministro o circulación de agua potable del sistema de condensación funcionara correctamente y se encontrara a temperatura ambiente en el laboratorio del FSO Nabarima. Se seleccionó el volumen o masa de la muestra de acuerdo al contenido de agua esperado, para el crudo Corocoro manejado en el laboratorio FSO Nabarima, se considero valores esperados de agua que van desde 0,5 a 1,0 %, por lo que se uso 200 ml de muestras para el ensayo y se agito la muestra para garantizar la homogenización correcta.

Se tomó como referencia la muestra 1-Estribor. Luego se agrego cuidadosamente la muestra 1-Estribor en el cilindro graduado para evitar la

incorporación del aire y se ajusto el nivel lo más cerca posible al volumen esperado de 200 ml. Se trasegó el contenido del cilindro al balón de destilación con el agitador magnético incluido previamente y se recupero parte de la muestra 1-Estribor enjuagando el cilindro con 40 ml de Xileno hasta completar 200 ml distribuidos en cinco porciones uno a la vez. Este procedimiento de enjuague se realizó por duplicado para un total de 400 ml. Se ensambló el sistema como se indica en el anexo A.2, figura 2, asegurando un equipo hermético. Se Colocó en la parte superior del condensador el tubo de secado para impedir la condensación de la humedad atmosférica dentro del mismo. Luego se recubrió con papel de aluminio lo que quedo fuera de la manta así como los empalmes entre los materiales de vidrios para evitar las pérdidas de calor en el sistema. Se acciono la función de agitación magnética y se encendió la manta de calentamiento girando la perilla y colocándola en la posición N° 3 (anexo A.2, figura 3) durante la primera $\frac{1}{2}$ de la destilación, para prevenir una ebullición violenta y por consiguiente posibles pérdidas del analito. Finalizado el calentamiento inicial, se aumento el hervor cambiando la perilla hasta la posición N° 4 de manera que el destilado se descargue dentro de la trampa a una rata de 2 a 5 gotas por segundo. Se continuó la destilación por 1 hora y $\frac{1}{2}$ hasta que no era visible agua en ninguna parte del equipo exceptuando la trampa, y el volumen de agua se mantuviera constante en el mismo nivel por un mínimo de 5 min, se observo que el nivel de agua en la trampa se mantenía constante y la acumulación de gotas de agua en el tubo interior del condensador, se limpio con una pizeta desde la parte superior de la columna con porciones de Xileno y se introdujo una varilla de metal larga por el extremo del condensador para arrastrar las gotas de aguas hacia el fondo de la trampa. Una vez arrastradas las gotas de agua hacia el fondo de la trampa, se dejó la trampa y su contenido enfriar hasta que este llego a temperatura ambiente. Se tomó la lectura del volumen de agua observado en el blanco de la trampa de 0.05mL, obteniéndose el volumen de agua observado en la trampa de 1.25mL en la muestra 1 Estribor.

Luego se procedió al cálculo del contenido de agua en crudo, donde la concentración de agua en crudo por el método de la destilación se calculo mediante la ecuación 3.3.

$$\begin{aligned} \text{Volumen \%} &= [(A-B)/C] * 100 && \text{Ec. 3.3} \\ \text{Volumen \%} &= [(1.25-0.05)/200] * 100 = 0.600\% \end{aligned}$$

Donde:

A = Volumen de agua observado en la trampa (ml)

B = Volumen de agua observado en el blanco de la trampa (ml)

C = Volumen de muestra (ml)

De esta manera se realizó la aplicación de la norma ASTM D 4006 a cada una de las muestras de los tanques del FSO Nabarima. En la tabla 4.4 del capítulo IV, se presenta los resultados obtenidos y las muestras de cálculos se presentan en el anexo C.2.

3.3.3 Aplicación de la Norma ASTM D 4294. “Determinación de Azufre en Crudo mediante el Método de Fluorescencia de Rayos X”

Para el desarrollo del método de análisis ASTM D 4294 se realizó en primer lugar, una muestra combinada de los 12 tanque, es decir se peso 60 gr en la balanza electrónica, marca METTLER TOLEDO, modelo AT-200, cada muestra y se realizó la combinación con un peso total de 720 gr en una botellas de vidrio capacidad 64 Oz (1/2galón), obteniéndose la muestra combinada. Este método se realizó por medio de un Analizador de fluorescencia de Rayos- X de energía dispersiva (EDXRF), marca Oxford, modelo lab-X-3000, el cual genera la lectura del contenido de azufre en crudo mediante energía dispersiva de rayos-x a medida de que se desarrolla el análisis. El porcentaje de azufre en crudo se determino directamente por el software del equipo a través de la ecuación 3.4.

$$S = [(M_{SC} * S_{SC}) + (M_D * S_D)] / (M_{SC} + M_D) \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

S = % en masa de azufre estándar.

M_{SC} = masa de los compuestos de azufre (gr).

S_{SC} = % en masa de azufre en los compuesto de azufre.

M_D = masa del disolvente (gr).

S_D = % en masa de azufre en el diluyente.

El resultado del contenido de azufre en crudo de la muestra combinada se presentó en la pantalla de forma automática luego de un corto período de estabilización de la lectura, la cual se presenta en la tabla 4.5 del capítulo 4.

3.3.4 Aplicación de la Norma ASTM D 473. “Determinación del Contenido de Sedimento en el Crudo por Extracción”

Para la determinación del contenido de sedimento en el crudo por extracción, se procedió a la aplicación del método ASTM D 473 (anexo A.3). Este método de prueba describe la determinación de los sedimentos por extracción en las muestras de petróleo crudo, por extracción con tolueno, el cual fue aplicado en el laboratorio de ensayos del FSO Nabarima y están destinadas para la comercialización y exportación.

Primeramente para la aplicación del método se reparó el dedal a prueba, se frotó la superficie externa del dedal con un papel de lija fino, para eliminar todas las partículas que quedan libres. Se sometió el dedal a una extracción preliminar con Tolueno, dejando que éste goteara a través del dedal durante 1 hora. Luego se sometió el dedal a calentamiento utilizando la mufla por 1 hora, a (115-120) °C, se enfrió en un desecador, sin secante durante 1 hora más. Se peso el dedal en la balanza analítica, arrojando un valor de 0.15 mg. Este procedimiento se realizó dos veces hasta que el peso el dedal no difirió en una precisión de 0.15mg, es decir se

eliminaron todas la partículas adheridas a dedal de lo contrario arrojaría un valor erróneo.

Este método se realizó con una muestra combinada, se peso 60 gr en la balanza electrónica, marca METTLER TOLEDO, modelo AT-200, cada muestra y se realizó la combinación con un peso total de 720 gr en una botellas de vidrio capacidad 64 Oz (1/2galón), obteniéndose la muestra combinada. Se homogeneizó la muestra invirtiendo la botella de 3 a 4 veces. Se peso el dedal a prueba obteniéndose el peso del dedal seco, se llevó a cero la balanza analítica y luego se peso 10 g de la muestra, previamente homogeneizada, en el dedal. Luego se añadió 170 ml de Tolueno al matraz de extracción. Se colocó el dedal en el equipo de extracción (ver anexo A.3, figura 4), y se le aplicó calor (colocando la perilla del termostato en posición N° 4 (ver anexo A.3, figura 5) hasta que se observó un goteo continuo, luego se colocó la perilla del termostato en la posición 6 (Anexo A.3, figura 6) y se dejo 30 minutos hasta que el solvente que goteaba desde el dedal se colocó incoloro. Una vez terminado la extracción, se secó el dedal en la mufla a una temperatura de (115 a 120) °C durante 1 hora. Luego se enfrió en el desecador sin desecante durante 1 hora más y se pesó el dedal en la balanza analítica, este peso se tomó como peso del dedal seco más el sedimento, se repitió la extracción por 1 hora, y se colocó nuevamente en la mufla y en el desecador por 1 hora. Hasta que el peso del dedal seco más la muestra no defirió en dos extracciones sucesivas.

Una vez obtenido los resultados peso del dedal seco y el peso del dedal más el sedimento de la muestra combinada, se procedió al cálculo del contenido de sedimento:

- Calculo de contenido de sedimento % p/p:

$$S = ((m_3 - m_1) / m_m) * 100$$

Ec. 3.5

Donde:

S = porcentaje en masa del sedimento (%m/m).

m_1 = peso del dedal seco (g).

m_3 = peso del dedal más el sedimento (g).

m_m = peso de la muestra (g).

- Cálculo del contenido de sedimento % v/v:

$$S_v = (S / 2.0) * \gamma_o \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

S = porcentaje en masa del sedimento.

γ_o = densidad relativa del crudo.

S_v = porcentaje por volumen de sedimento.

La densidad se determina mediante la ecuación 3.6.

$$\gamma_o = (141.5 / (^\circ\text{API} + 131.5)) = \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

γ_o = densidad relativa del crudo.

$^\circ\text{API}$ = Grados API promedio de la muestra = 23.6 $^\circ\text{API}$.

De esta manera se realizó la aplicación de la norma ASTM D 473, obteniéndose el porcentaje de sedimento de la muestra combinada. El resultado de este método de ensayo se muestra en la tabla 4.6 del capítulo 4 y la muestra de cálculo en el anexo C.3. Se explicaron los métodos de ensayos seleccionados ya que son los aplicables para la comercialización y corresponde al caso en estudio.

Se realizaron dos pruebas de laboratorio para comprobar si la dosificación de química aplicada al crudo almacenado en los tanques del FSO Nabarima, es la óptima para que se produzca la separación de la fase acuosa y el fenómeno de coalescencia.

Estas pruebas se denominan Barridos de Formulación y Tiempo Medio de Coalescencia.

3.3.5 Barrido de formulación.

Esta prueba se realizó para conocer la concentración micelar crítica o dosificación óptima de un sistema surfactante/agua/aceite (SOW), que se emplea en los sistemas de deshidratación. Un barrido de formulación es una serie de tubos de ensayo calibrados que contiene sistemas surfactante/agua/aceite (SOW) que se diferencian entre sí al modificar una de las variables de formulación (barrido unidimensional) o de dos de ellas (bidimensional). Las fluctuaciones de las variables se realizan de forma ordenada y sistemática.

Se preparó un barrido de formulación al crudo emulsionado con 13 tubos graduados de 20ml de base, variando sólo la concentración del desmulsificante manteniendo constante los demás parámetros. Como base se obtuvo la concentración de desmulsificante partiendo de la referencia del fabricante de la casa química donde se establece que para 1 litro de crudo con las características a tratar, requiere de 0.012ml de desmulsificante. Se dosificó el desmulsificante en el barrido con concentraciones desde 0.0001ml hasta 0.0004ml (Ver figura 3.5), con una micropipeta digital de medición en microlitros marca Acura Electro 925.

El procedimiento para preparar los barridos de formulación unidimensional fue el siguiente:

1. Seleccionar y etiquetar los tubos de ensayo graduados de 20 ml.
2. Agregar las sustancias en cada uno de los tubos usando buretas, pipetas, micropipeta en el siguiente orden: muestra de crudo, concentración de desmulsificante, como se indica en la figura 3.6.

3. Tapar y agitar suavemente los tubos de forma manual hasta obtener una mezcla homogénea.
4. Colocar los tubos en un baño termostático a una temperatura constante de 25°C y en reposo durante 48 horas. Ver figura 3.7.

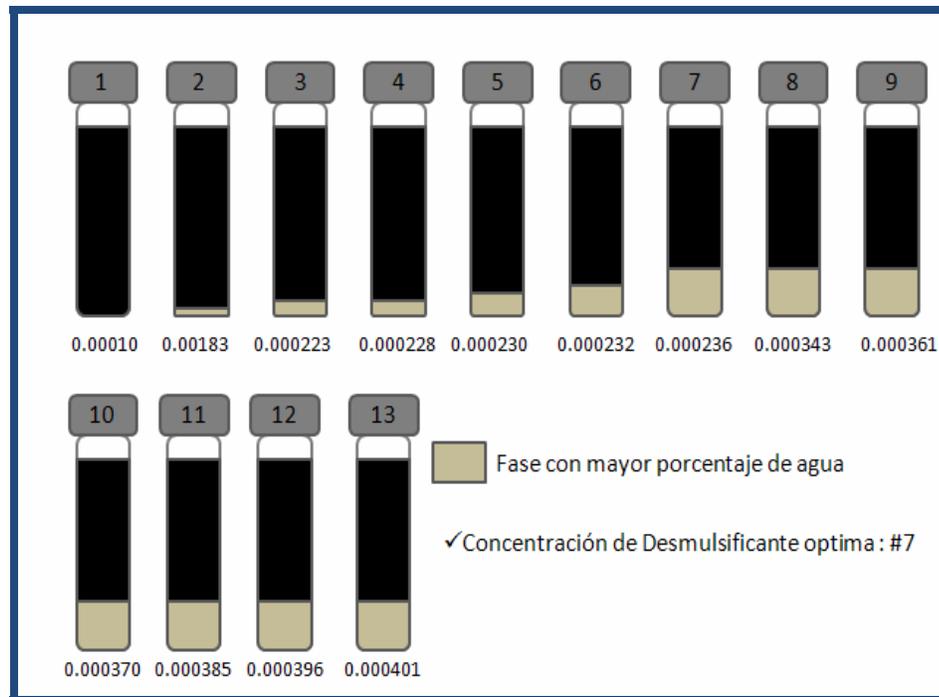


Figura 3.5 Representación de un barrido de desmulsificante. [Fuente propia]



Figura 3.6 Dosificación de las sustancias para preparar los sistemas SOW. [Fuente propia]

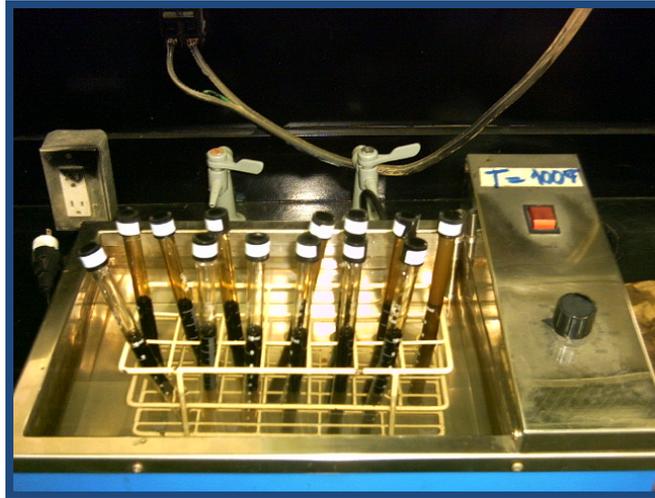


Figura 3.7 Barrido de formulación a temperatura constante de 25°C.

Los barridos se realizaron 3 veces para así comprobar el principio de repetibilidad de los resultados. En la tabla 4.7 correspondientes al capítulo 4, se muestra la dosificación y los resultados de las sustancias de estos barridos de desmulsificante.

3.3.6 Tiempo medio de coalescencia.

Esta prueba se realizó para conocer el comportamiento de coalescencia de un sistema SOW. La estabilidad de los sistemas SOW emulsionados fue medida mediante la cantidad de fase acuosa coalescida en función del tiempo, para ello se utilizó el procedimiento que se detalla a continuación:

1. Agregar cada sistema SOW a vasos precipitados de 50 ml y mezclar con un agitador de espas a una velocidad de 600 rpm durante un minuto.
2. Trasvasar los sistemas SOW emulsionados a los tubos de ensayos calibrados, colocándolos en un soporte universal, sujetándolos mediante pinzas, como se indica en la figura 3.8. El cronómetro se activa inmediatamente después de verter la emulsión al tubo de ensayo y se

empieza a tomar lecturas de tiempo conforme comienza a coalescer la fase acuosa del sistema SOW.

3. Medir el volumen de fase acuosa clarificada (V) con respecto al tiempo de coalescencia, hasta que se separe la totalidad de la fase acuosa emulsionada ($V_{\infty}=2$ ml).



Figura 3.8 Montaje experimental para la medición de la estabilidad.

Los datos obtenidos de esta prueba se presentan en la tabla 4.8. Con estos datos se construyeron las gráficas de coalescencia, V/V_{∞} vs. T_c , determinando el tiempo en que se separa la mitad de la fase acuosa ($V/V_{\infty}=1/2$).

3.4 Presentación de alternativas de acuerdo al diagnóstico realizado al crudo almacenado en el FSO Nabarima.

De acuerdo al resultado obtenido en el porcentaje de agua del tanque 6-Babor, se generó ciertas interrogantes acerca del contenido de agua emulsionada. Fue necesario recopilar gran cantidad de información de Campo para el reconocimiento del proceso de producción y del sistema actual, que involucra, manejo de crudo en superficie, sistema de bombeo y puntos de inyección de química. Se realizó la consulta a expertos en técnicas de producción y procesos de campo, técnicos y operadores de los procesos de producción en la plataforma de cabezales de pozo WHP y en la gabarra de facilidades de procesamiento temporal (IPF), de esta manera se pudo obtener información del campo.

- **Información de producción y superficie.**

Para presentar una propuesta o alternativa para la optimización del sistema, fue necesario también contar con información acerca de los parámetros de los pozos productores con la condición de producción actual. En las tablas 3.4 y 3.5 se ilustran el resumen de los pozos productores, así como las condiciones de producción y entregas de corriente.

Tabla 3.4. Resumen de Pozos Productores.

POZO	Localiz.	Pb (Psia)	Pwf (Psi)	Temp. (°F)	P cab (Psia)	P _{Línea} (Psi)	Separador	Choke (Pulg)
CGP-09	AP-02	2419	2274	151	607	166	General	34/64
CGP-14	BP-01	2261	2433	153	593	179	Prueba	63/64
CGP-19	BI-03	2261	2625	155	621	181	Prueba	44/64

CGP-06	AP-01	2419	2423	156	633	166	General	42/64
CGP-16	BP-02	2261	2359	150	637	168	General	67/64
CGP-15	BI-01	2261	2572	154	605	181	Prueba	47/64
CGP-18	BP-03	2261	2341	143	0	0	Cerrado	0/64
CGP-20	AP-06	2419	2572	156	567	167	General	26/64
CGP-24	AP-05	2419	2434	153	714	166	General	21/64

Tabla 3.5. Condiciones de Producción y Entregas de Corriente.

PRODUCCIÓN	FLUJO	P. ENVÍO (Psi)	DESTINO
Crudo	33.000 BPD	370	FSO Nabarima
Gas	13,5 MMPCND	1742	Pozos Inyectores

- **Descripción General del Manejo de Producción.**

La producción que actualmente se maneja en la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP), es la obtenida de los 9 pozos que están en producción en el Campo Corocoro, los cuales se presentan en la Tabla 3.6. La producción de estos pozos llega al cabezal de recolección del WHP, ubicado dentro de la misma plataforma.

Tabla 3.6 Pozos Productores.

POZO	LOCALIZACIÓN	TIPO	ESTATUS
CGP-09	AP-02	Productor	Producción
CGP-14	BP-01	Productor	Producción
CGP-19	BI-03	Productor	Producción
CGP-06	AP-01	Productor	Producción
CGP-16	BP-02	Productor	Producción
CGP-15	BI-01	Productor	Producción
CGP-18	BP-03	Productor	Cerrado
CGP-20	AP-06	Productor	Producción
CGP-24	AP-05	Productor	Producción

Este cabezal alimenta al tren de producción general para la separación en alta y en baja presión; y al tren de prueba para el separador de prueba. El IPF procesa un promedio de 33000 BPD de crudo y 13,5 MMPCD de gas.

- **Manejo de crudo:**

El proceso está constituido por un sistema de entrada de 33000 BPD provenientes del WHP a una presión de 160 psig, y consta de tres separadores, uno de alta presión (V-101) opera a 160 psig, uno de baja presión (V-201) opera a 30 psig y uno de prueba (V-301) opera a 160 psig. Figura 3.9.

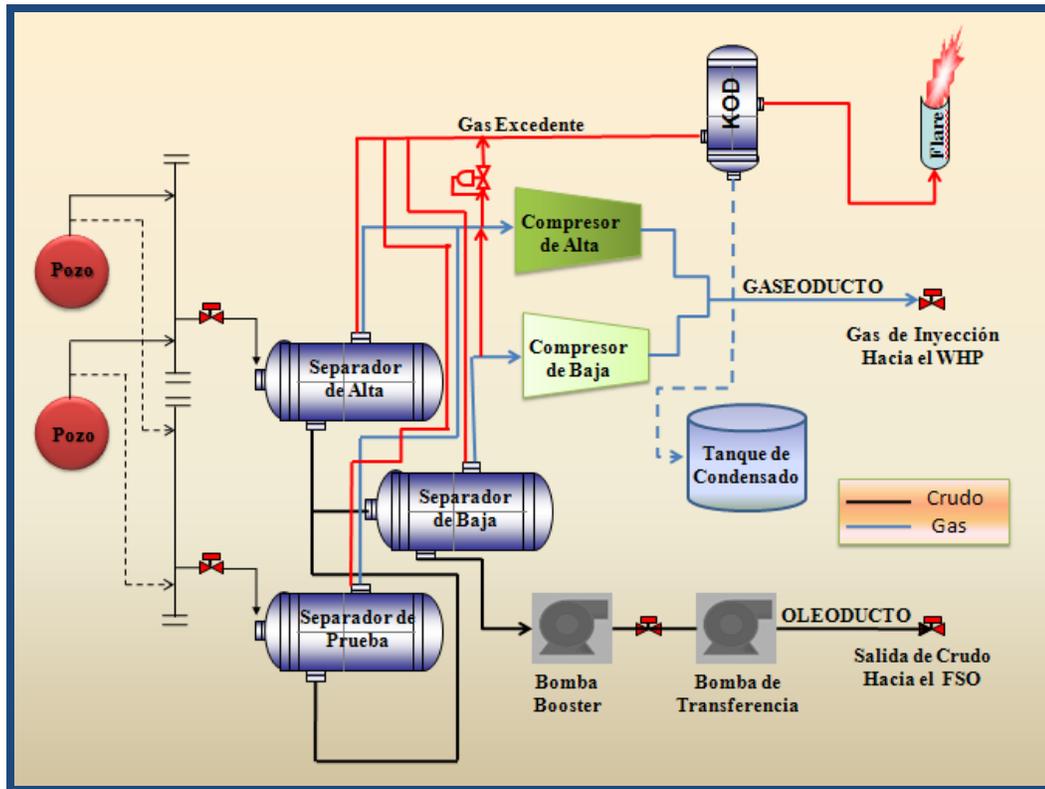


Figura 3.9 Proceso de Separación, Compresión y Bombeo [7].

El flujo de líquidos entra al separador de alta presión de 72"ODx30" que opera a una presión de 160 Psi, donde se produce una separación bifásica, la corriente de gas de 11 MMPCD va hacia el sistema de compresión de alta y la corriente de líquidos va hacia el separador de baja presión de dimensiones 72"ODx30", donde nuevamente sufre una separación bifásica, la corriente de gas de 2,5 MMPCD, va al nivel intermedio del sistema de compresión de alta y los líquidos son enviados al sistema de bombeo el cual consta de dos trenes en paralelo, cada tren tiene dos bombas en serie, una bomba que actúa como aumento de presión (*booster*) y otra como bombeo principal (*transfer*), el otro tren tiene las mismas bombas y actúa como un relevo.

Las bombas *booster* están identificadas como P-250 y P-255, *United* 8x8x16, vertical, 40 HP, 460/3/60 de 33000 BLPD cada una, estas succionan los líquidos a 30 psig y los descarga a 70 psig, donde las bombas principales P-260 y P-265, *Bingham* 4x6x10,5, de dos etapas, 250HP, 460/3/60, 33000 BLPD, cada una, succionan a 70 psig y descargan a 230 psig, hacia dos medidores denominados “crudo desde las bombas principales”, FT-270 y FT-271, estos instrumentos miden el crudo hacia el WHP y posteriormente la producción de crudo es enviada por un sistema de bombeo mediante 22 kilómetros de tubería de doce 12” de diámetro hacia los tanques de almacenamiento ubicados en la facilidad flotante de almacenamiento y despacho FSO (*Floating Storage Offloading*) Nabarima. El despliegue del proceso general se puede apreciar en el anexo D.

El sistema de producción también consta de un separador trifásico de prueba V-301 de 72” OD x 30”, que opera a 160 psig y el cual recibirá la producción de líquidos proveniente de una prueba de pozos o de un arranque de pozo, maneja 6.8 MMPCND de gas, 15000 BPD y 1500 BAD. Los líquidos separados, de manera independiente (agua y petróleo) son medidos y enviados al separador de baja, donde se mezcla con la corriente de líquidos provenientes del separador de alta y nuevamente se produce una separación bifásica.

Las corrientes de salida desde la IPF pasan por un sistema de medición antes de ser transmitidas hacia la WHP. Todos los Separadores mencionados cuentan con válvulas de seguridad y alivio en caso de sobrepresión por fuego externo en las áreas respectivas.

- **Análisis del sistema de bombeo.**

El sistema de bombas está conformado por dos (2) bombas centrífugas verticales de 8" x 8" x 16" con 40 HP que tienen la capacidad de manejar 33.000 BPD y dos (2) bombas centrífugas de 250 Hp, dos etapas 4" x 6" x 10,5 con capacidad para manejar 33.000 BDP. El segundo par de bombas tienen como función transferir el fluido hasta la unidad de almacenamiento flotante (FSO), mientras que el primero tiene como función incrementar la presión del fluido que sale del separador de baja para que entre a la succión de las bombas de transferencia. A continuación en la Tabla 3.7 se muestran las características técnicas de estos equipos.

Tabla 3.7. Características técnicas de las Bombas Booster y de Transferencia.

DESCRIPCIÓN	BOMBAS BOOSTER	BOMBAS TRANSFERENCIA
Presión de Succión	30 Psig	70 Psig
Presión de Descarga	70 Psig	230 Psig
Potencia	40 HP	250 HP
Capacidad	33000 BPD	33000 BPD
Tipo	8 x 8 x 16	4 x 6 x 10,5
Disponibilidad	96%	96%
Cantidad de Bombas	2	2

La transferencia de líquido (33000 BPD) provenientes del separador del IPF son dirigidos a las Bombas Booster a una presión de 30 Psi, dichas bombas tienen un arreglo en paralelo y cada una tiene la capacidad de llevar la presión de la corriente proveniente del separador de baja a 70 Psi.

Las descargas de las bombas booster arregladas entre sí en paralelo, están conectadas en serie a las dos bombas centrífugas multietapas (Bombas de Transferencia). Las bombas booster elevan la presión de la corriente de líquido a 230

Psig, y de esta forma el sistema permite transferir los líquidos al FSO con una presión de llegada de aproximadamente 20 Psig. El arreglo en paralelo de las bombas booster permite que en todo momento exista una bomba en reserva mientras la otra funciona en serie con una de las bombas de transferencia.

- **Punto de dosificación de químico.**

El sistema de separación agua-petróleo ocurre en los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima, debido a la inyección de desmulsificante y los calentadores de crudo. El tipo de desmulsificante utilizado en el proceso es de tipo Di-epóxicos la cual son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua. Actualmente la dosificación de desmulsificante aplicada en el proceso es de 54 GPD, equivalente a 36 ppm, con una producción de crudo de 33.000BPD. La dosis de inyección del desmulsificante se realiza aguas arriba de los calentadores de crudo, ubicado en el área del *Top Side* del FSO Nabarima (Figura 3.10), a través de unos puntos de inyección en la tubería (Figura 3.11), utilizando el patín de inyección de químico (Figura 3.12), este punto de inyección es utilizado actualmente, ya que se aprovecha los calentadores de crudo como parte de un tratamiento térmico para reducir su viscosidad, lo cual favorece el choque de las gotas de agua dentro del crudo, formándose así otras gotas de mayor tamaño favoreciendo a la coalescencia, las cuales se precipitan por efecto de gravedad en los tanques de almacenamiento.

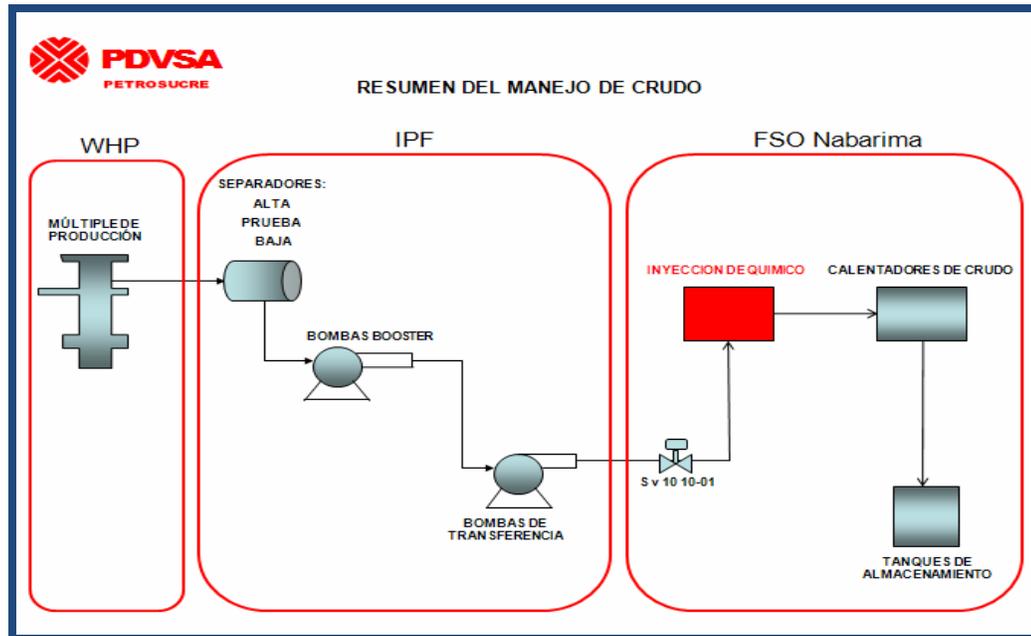


Figura 3.10 Inyección de desmulsificante FSO Nabarima [8].

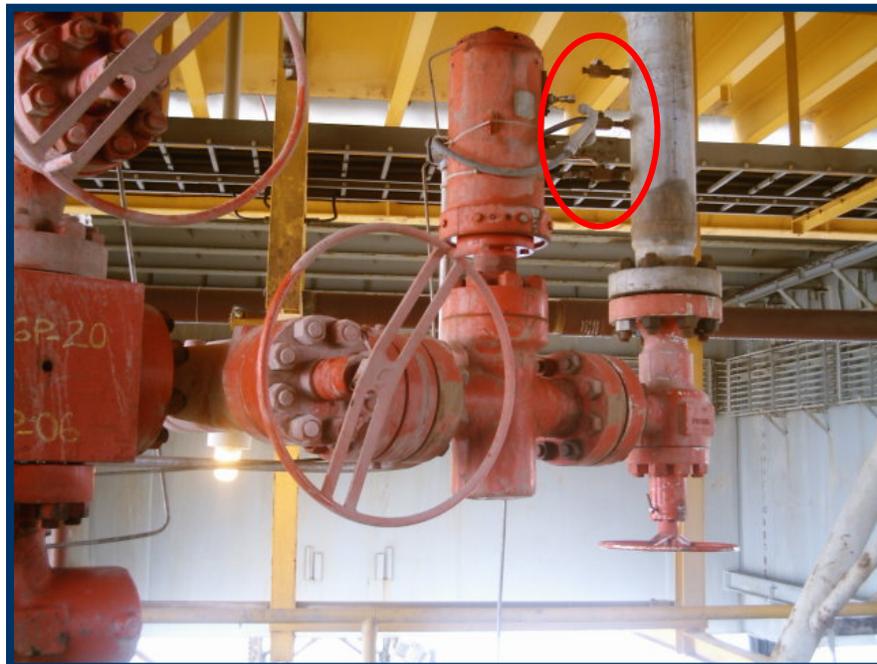


Figura 3.11 Punto de inyección de desmulsificante. Fuente: FSO Nabarima.

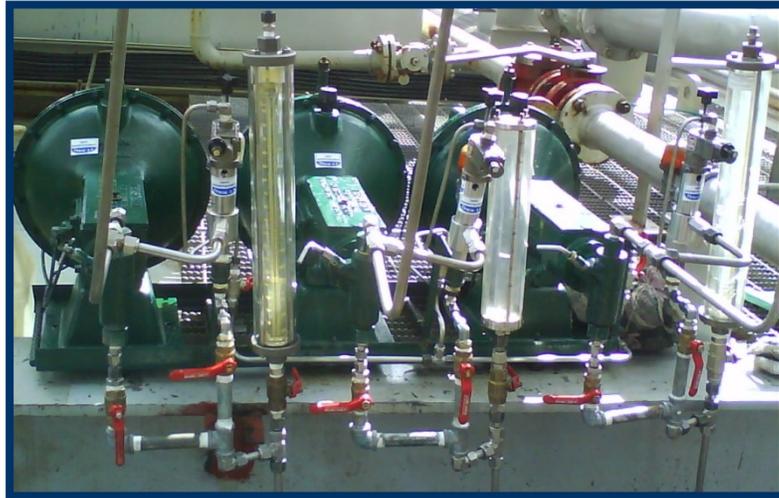


Figura 3.12 Patín de inyección de química. Fuente: FSO Nabarima.

El patín de inyección de químico, cuenta con tres bombas dosificadoras que se usan de manera independiente, es decir una a la vez, tienen vasos para la dosificación (Figura 3.12), que están previamente nivelados en la dosis que se desee agregar, con una relación de segundos por centímetro cúbico de desmulsificante consumido. Una vez realizado los respectivos análisis, se organizaron todas las ideas que surgieron durante el estudio del sistema de producción, donde se generaron posibles alternativas que llevaran a cabo la optimización del sistema de tratamiento químico para obtención de mejoras en cuanto a la calidad del crudo Corocoro.

CAPÍTULO 4.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Selección de los métodos de ensayo exigidos por el MENPET, para la certificación de crudo.

Una vez realizado la descripción de los diferentes métodos de ensayo aplicable para análisis de crudo mediante las normas ASTM, revisado las normas técnicas para la fiscalización y comercialización de hidrocarburos líquidos, chequeado las condiciones del laboratorio del FSO Nabarima, identificado los equipos, materiales y reactivos suministrado por Petrosucre, mediante la requisición realizada para habilitar el laboratorio, se procedió a la selección de los métodos tomando en cuenta la aplicabilidad de cada método para procesos de comercialización y/o certificación que llevan a cabo la determinación de las propiedades más importantes para dicho proceso del crudo Corocoro. En la tabla 4.1 se presentan los métodos de ensayo seleccionados exigidos por el Ministerio de Energía y Petróleo, con el fin de proceder a su aplicabilidad para obtener los resultados de los parámetros en estudio y contribuir técnicamente con el proceso de certificación, comercialización y desembarque del crudo Corocoro.

Tabla 4.1 Métodos de ensayos seleccionados.

Propiedades	Norma	Método de Ensayo
Gravedad API	ASTM D 1298	Hidrómetro
Contenido de Agua	ASTM D 4006	Destilación
Contenido de Azufre	ASTM D 4294	Rayos X
Contenido de Sedimentos	ASTM D 473	Extracción

Se seleccionaron los métodos que sólo se usan como sistema de comercialización y/o certificación de crudo en el mercado internacional exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo, las cuales son la norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294, ASTM D 473. La norma ASTM D 1298 establece la determinación de la gravedad °API mediante el método del hidrómetro, fue seleccionado por que la gravedad °API es un parámetro importante requerido para la comercialización dentro del mercado de la industria petrolera, ya que establece la comparación de la densidad del petróleo con respecto a la densidad del agua, es decir se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que el agua tomando en cuenta que la gravedad °API del agua es igual a 10, interviene mucho en cuanto a la calidad y al precio del crudo por que mientras más liviano es el crudo, mejor es su calidad y mayor es su precio, ya que los costos de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados, por contener componentes livianos en su composición que reducen la resistencia al flujo o viscosidad, aumentando a su vez la fluidez del mismo. La siguiente norma seleccionada fue ASTM D 4006, establece la determinación de agua en crudo mediante el método de destilación, como fue explicado anteriormente, el agua es uno de los factores que afecta la calidad del crudo, se puede encontrar de forma emulsionada y este método permitirá medir la cantidad de agua presente en el crudo Corocoro. Para procesos de certificación y comercialización el Ministerio de Energía y Petróleo exige la aplicabilidad de esta norma porque este método involucra procesos termodinámicos capaces de romper una emulsión en la muestra. La norma ASTM D 4294 aplica para procesos de comercialización, la misma establece la determinación del contenido de azufre en crudo mediante energía de dispersivas de rayos x, como sabemos el azufre es uno de los componentes que está presente en los hidrocarburo y su presencia implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, razón por la cual la presencia de azufre es también un determinante del valor comercial del petróleo. La norma ASTM D 473 también aplica para procesos de comercialización, el contenido de sedimento puede causar reducción del diámetro

interno de las tuberías a su vez problemas de taponamiento y disminución de la tasa de crudo en las líneas, también dañaría los equipos de filtrado y quemadores en las refinería, por esta razón el contenido de sedimento es un determinante del valor comercial del crudo.

4.2 Revisión de los rangos de calidad exigido por el MENPET, para la certificación del crudo.

Una vez seleccionados los métodos de ensayo aplicables para la comercialización del crudo Corocoro, se procedió a la revisión de los rangos de calidad de los parámetros en estudio, los cuales son de suma importancia para saber si el crudo entra en especificación y así contribuir técnicamente al proceso de certificación y comercialización del mismo. En la tabla 4.2 se muestran los rangos de calidad que exige el Ministerio de Energía y Petróleo para garantizar la calidad de los crudos despachados.

Tabla 4.2 Rangos de calidad exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo para certificación.

Propiedades	Norma	Método de Ensayo	Calidad Garantizada MENPET
Gravedad API	ASTM D 1298	Hidrómetro	22.3 < Crudo Mediano < 31.1
Contenido de Agua	ASTM D 4006	Destilación	Separado ≤ 1.0%
Contenido de Azufre	ASTM D 4294	Rayos X	≤ 3.0%
Contenido de Sedimentos	ASTM D 473	Extracción	≤ 1.0%

Como se observa en la tabla 4.2 la gravedad °API para un crudo mediano esta dentro de un mínimo y máximo permisible de 22.3°API a 31.1°API según la clasificación propuesta por el Instituto Americano de Petróleo y a su vez el Ministerio de Energía y Petróleo se basa en esta clasificación. En teoría el crudo Corocoro posee

una gravedad °API de 24 clasificándose como un crudo mediano. El contenido de agua en crudo debe tener un máximo permisible de 1% de agua para que entre en especificación ya que un alto contenido de agua afecta la calidad del crudo y por ende su precio. El contenido de azufre en crudo debe tener un máximo permisible de 3% como lo exige el Ministerio de Energía Petróleo, basándose en las normas técnicas para la certificación de hidrocarburos líquidos, ya que el azufre es uno de los componentes del hidrocarburo y el bajo contenido minimizará los efectos de la corrosión generada por los residuos de la combustión, garantizando un mínimo de depósitos y escoria adherida en las tuberías y en los componentes de la caldera en las refinerías. El contenido de sedimento en crudo debe tener un máximo permisible de 1%, exigido por el Ministerio, razón por la cual el alto contenido de sedimento daña los equipos de filtrado y quemado en refinería, también tiende a acumularse en las paredes interna de las líneas trayendo como consecuencia disminución del diámetro interno de la misma y a su vez bajo caudal de crudo.

4.3 Aplicación de los métodos de ensayos seleccionados al crudo almacenado en el FSO Nabarima.

Una vez obtenido los métodos de ensayos seleccionados y discutidos los diferentes parámetros de calidad para la certificación del crudo Corocoro exigidos por el Ministerio de Energía y Petróleo, se procedió a la aplicación de los métodos de ensayos obteniéndose los siguientes resultados del muestreo realizado en los distintos tanques que almacenamiento del FSO Nabarima:

4.3.1 Método de ensayo ASTM D 1298.

En la tabla 4.3, son mostrados los resultados obtenidos a través de la aplicación del método de ensayo ASTM D 1298.

Tabla 4.3 Resultados de Análisis Norma ASTM 1298.

Norma ASTM D 1298					
Muestra	Temperatura inicial de ensayo (°F)	Temperatura final de ensayo (°F)	Temperatura promedio (°F)	°API observado	°API corregido
1 Estribor	76.6	76.4	76.5	24.7	23.6
1 Babor	76.6	76.4	76.5	24.8	23.7
2 Estribor	75.9	76.1	76.0	24.6	23.6
2 Babor	76.6	76.4	76.5	24.7	23.6
3 Estribor	76.6	76.4	76.5	24.6	23.5
3 Babor	75.9	76.1	76.0	24.6	23.6
4 Estribor	76.6	76.4	76.5	24.7	23.6
4 Babor	75.9	76.1	76.0	24.6	23.6
5 Estribor	75.9	76.1	76.0	24.6	23.6
5 Babor	75.9	76.1	76.0	24.7	23.7
6 Estribor	76.6	76.4	76.5	24.6	23.5
6 Babor	73.9	74.1	74.0	24.7	23.8
°API promedio =					23.6

Como podemos observar en la tabla 4.3, se obtuvo la gravedad °API mediante el método del hidrómetro por la norma ASTM D 1298 para las muestras tomadas en los distintos tanques en estudios, con las cuales se pudo observar que las muestras del crudo Corocoro arrojó un valor de °API promedio de 23.6 (a 60 °F), de lo cual se puede decir que el crudo Corocoro se clasifica como un crudo mediano según los rangos establecidos por el Instituto Americano de Petróleo y las exigencia del Ministerio de Energía y Petróleo. Comparando los resultados obtenidos de las diferentes muestras de cada tanque de almacenamiento del FSO Nabarima como se observa en la figura 4.1, se puede decir que todas las muestras se encuentran dentro del rango permisible para clasificarse como un crudo mediano.

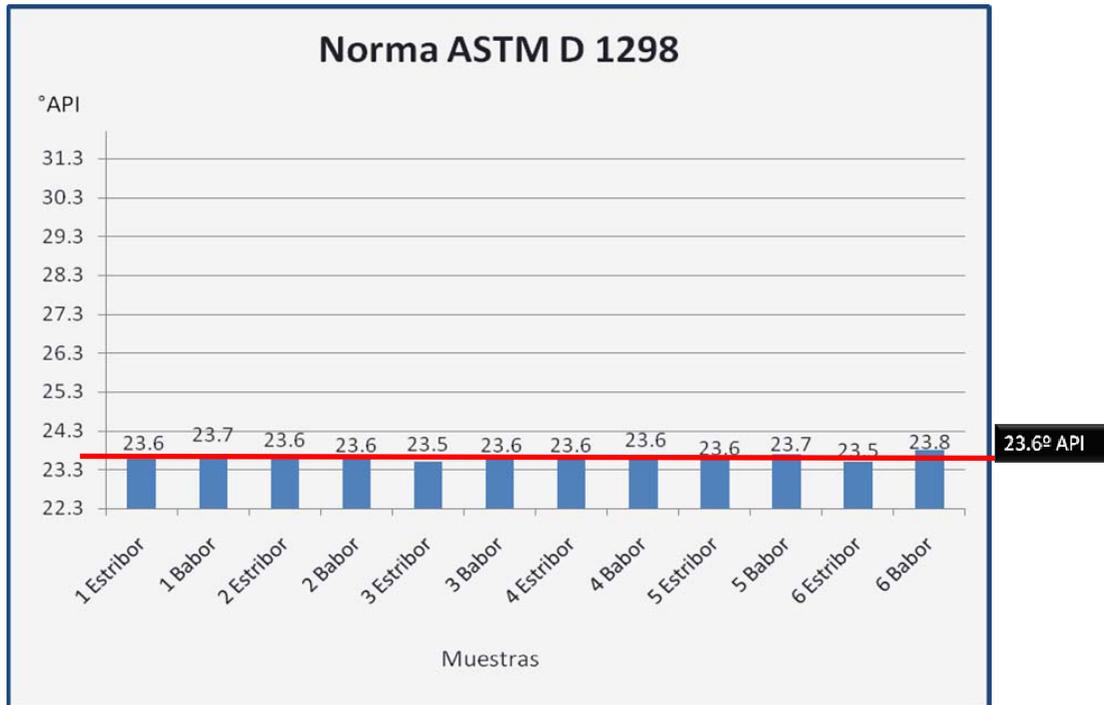


Figura 4.1 Representación gráfica de los grados °API de las muestra.

4.3.2 Método de ensayo ASTM D 4006.

En la tabla 4.4 son mostrados los resultados obtenidos a través de la aplicación del método de ensayo ASTM D 4006.

Tabla 4.4 Resultados de Análisis ASTM D 4006.

Norma ASTM D 4006				
Muestra	Volumen de agua observado en la trampa (ml)	Volumen de agua observado en el blanco de la trampa (ml)	Volumen de muestra (ml)	% de Agua
1 Estribor	1.25	0.05	200	0.600
1 Babor	1.35	0.05	200	0.650
2 Estribor	1.45	0.05	200	0.700
2 Babor	1.05	0.05	200	0.500

3 Estribor	1.00	0.05	200	0.475
3 Babor	1.90	0.05	200	0.925
4 Estribor	0.90	0.05	200	0.425
4 Babor	1.15	0.05	200	0.550
5 Estribor	1.25	0.05	200	0.600
5 Babor	1.40	0.05	200	0.675
6 Estribor	1.25	0.05	200	0.600
6 Babor	2.21	0.05	200	1.080
%Agua promedio				0.648

Comparando los resultados obtenidos de las diferentes muestras de cada muestra de almacenamiento del FSO Nabarima, se puede observar que el mayor porcentaje de agua lo obtuvo la muestra 6 Babor (1.080%), luego la muestra 3 Babor (0.925%) y el valor más bajo se obtuvo en la muestra 4 Estribor (0.425%) ver figura 4.2, lo que se traduce que el tanque 6 Babor contiene un crudo fuera de especificación según las normas establecidas y el rango de calidad estipulado; además indica que el crudo almacenado en el tanque 6 Babor debe someterse a tratamiento de deshidratación previamente antes su descarga para comercializar, no obstante, realizando un promedio del porcentaje de agua en crudo de todas las muestra % Agua promedio= 0.648, expresa que se encuentra dentro de especificación.

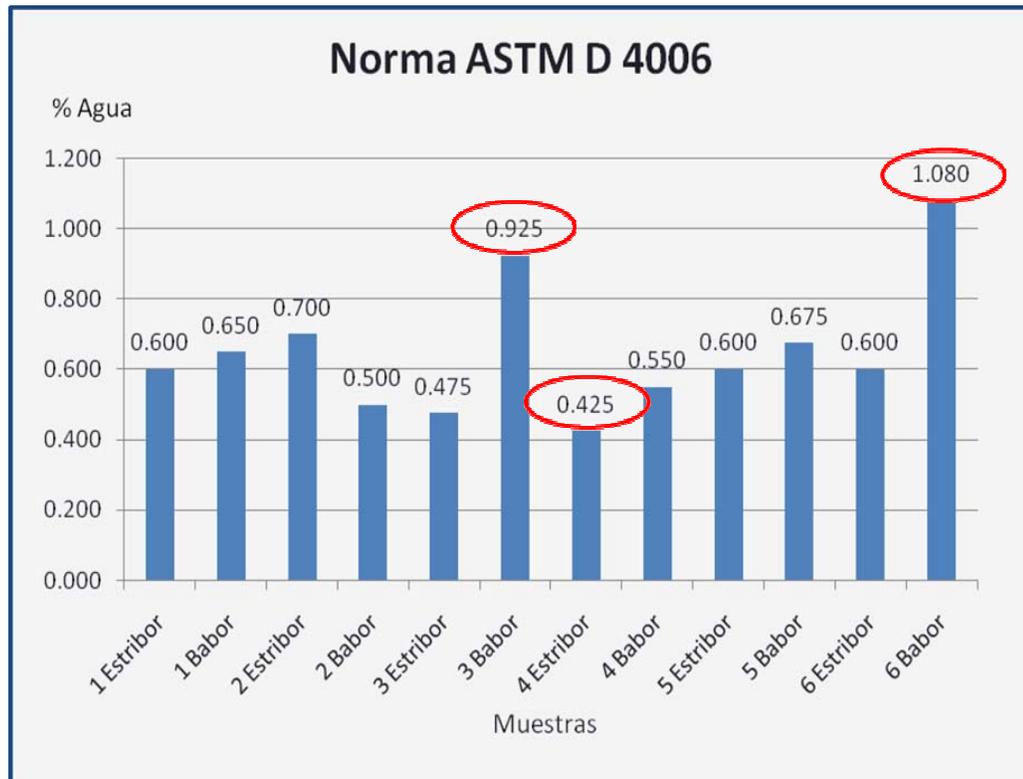


Figura 4.2 Representación gráfica del porcentaje de agua en cada muestra.

Es importante señalar que como la destilación involucra procesos termodinámicos, es capaz de romper la emulsión presente en las muestras y es más efectivo que el método de centrifugación; ya que la separación del agua en el crudo se realiza por agitación mecánica. Es por ello que se considera el método ASTM D 4006 más preciso y útil en la industria petrolera que el ASTM D 4007, sin embargo su aplicabilidad se ve restringida porque no determina el contenido de sedimentos presentes en la muestra. Cabe destacar, que la muestra de crudo con mayor volumen de agua fue la del tanque 6 Babor, luego la del tanque 3 Babor y la muestra del tanque 4 Estribor fue la que presentó un valor bajo de agua. Actualmente la dosificación de desmulsificante aplicada en el proceso es de 54 GPD, equivalente a 36 ppm, con una producción de crudo de 33.000BPD, obteniéndose un porcentaje de agua en el tanque 6 Babor, ligeramente mayor al 1%, saliéndose de especificación para comercializar.

Se establecieron varias hipótesis acerca del contenido de agua emulsionada en el tranque 6 Babor, esto involucró la concentración del desmulsificante aplicado actualmente y el tiempo en que tarda en coalescer la fase acuosa. Más adelante se mostrará el análisis de la prueba de barrido de formulación y tiempo medio de coalescencia.

4.3.3 Método de ensayo ASTM D 4294.

En la tabla 4.5 es mostrado el resultado obtenido a través de la aplicación del método de ensayo ASTM D 4294.

Tabla 4.5 Resultado de análisis ASTM D 4294.

Norma ASTM D 4294	
Crudo	%S
Corocoro	2.44

Como se observa en la tabla 4.5 el crudo Corocoro tiene un contenido de azufre de 2.44%, la cual se considera un valor aceptable por el Ministerio de Energía y Petróleo para comercializar, ya que su contenido es menor al 3% que es el valor máximo permisible para entrar en especificación según las normas técnicas para la comercialización de hidrocarburos líquidos. Pero en teoría el crudo Corocoro se clasifica como un crudo corrosivo porque su contenido de azufre es mayor al 2%. Este crudo asociado a un alto porcentaje de agua, puede presentar una corrosión catastrófica en las líneas, paredes de los tanques de almacenamiento y equipos de refinación por formación de ácido sulfuroso, implicando complejidad y alto costo de operación en refinería. Cabe destacar que se realizó una muestra combinada de los diferentes tanques de almacenamiento del FSO Nabarima, debido a que el contenido

de azufre es el mismo. Esto se pudo evidenciar ya que se sometieron 4 muestras (1E, 2B, 3E, 4B) al mismo análisis arrojando el valor de %S=2.44, quedando demostrado que posee la misma composición.

4.3.4 Método de ensayo ASTM D 473.

En la tabla 4.6 es mostrado el resultado obtenido a través de la aplicación del método de ensayo ASTM D 473.

Tabla 4.6 Resultado de análisis ASTM D 473.

NORMA ASTM D 473	
CRUDO	% SEDIMENTO
COROCORO	0.01

Como se observa en la tabla 4.6, el crudo Corocoro presento un contenido de sedimento de 0.01%, el cual es un valor aceptable para comercializar, ya que cumple con las normas establecidas y entra en especificación dentro del rango de calidad exigido por el Ministerio de Energía y Petróleo. Como se puede evidenciar el contenido de sedimento es bajo, considerándose un valor despreciable a pesar que la formación productora del Campo Corocoro posee arena poco consolidada, donde los valores de fuerza comprimida son menores a 207 lpc. Esto nos hace pensar que la estrategia de completación aplicada es efectiva cumpliéndose con unos de los objetivos de la completación que es minimizar la producción de arena hacia la superficie mediante la utilización de forros de exclusión de la arena que se encuentra presente en el fondo del pozo. Esto quiere decir que el contenido de sedimento depende de la completación del pozo.

Con este resultado se puede evidenciar que el crudo está libre de sedimento y es muy importante para los procesos de refinación, ya que no obstruiría los equipos del proceso de refinación ni se producirían problemas de taponamiento en las líneas. Cabe destacar que se realizó una muestra combinada de los diferentes tanques de almacenamiento por que el resultado fue el mismo, se pudo evidenciar sometiendo a 3 muestras al análisis arrojando el mismo valor.

4.3.5 Barrido de formulación.

En la tabla 4.7 son mostrados los resultados obtenidos de la prueba de barrido de formulación realizado a la muestra de crudo tomada antes de la descarga del tanque 6 babor. Se tomaron 13 muestras de 20 ml de crudo para evaluarlo a escala de laboratorio. Como se observa partir de la muestra #7 en adelante, los resultados de volumen de agua separado son iguales a 2 ml, estableciéndose como el máximo volumen de agua separado para una mínima concentración de desmulsificante de 2.36×10^{-4} ml.

Tabla 4.7 Resultados de Prueba de Barrido de Formulación.

Muestra #	Crudo emulsionado (ml)	Desmulsificante (ml)	Volumen de agua separado (ml)
1	20	0,0001	1,45
2	20	0,000183	1,52
3	20	0,000223	1,79
4	20	0,000228	1,82
5	20	0,00023	1,94
6	20	0,000232	1,96
7	20	0,000236	2
8	20	0,000343	2
9	20	0,000361	2
10	20	0,000371	2

11	20	0,000385	2
12	20	0,000396	2
13	20	0,000401	2

Estos valores fueron graficados para observar de una manera específica el comportamiento de las diferentes soluciones, esto permitirá obtener un análisis más concreto del resultado de esta prueba realizada en el laboratorio. (Figura 4.3).



Figura 4.3 Representación gráfica del barrido de formulación.

En la figura 4.3, se representa una tendencia que indica el comportamiento del volumen de agua separado del crudo. Como se puede observar, a medida que la concentración de desmulsificante aumenta, va aumentando el volumen de agua separado del crudo, pero a partir de concentraciones de desmulsificante mayores a 2.36×10^{-4} ml (Concentración Micelar Crítica), el volumen de agua separado comienza a comportarse de una manera constante igual a 2ml, indicando que es el punto de inflexión o valor máximo de separación de agua, considerándose 2.36×10^{-4} ml como

la concentración óptima para la prueba. Esta prueba se realizó para comprobar si la dosificación de desmulsificante en los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima es la óptima para que ocurra el rompimiento de la emulsión en el tanque 6 babor. La dosificación aplicada al tanque 6 babor es de 204.411,6 ml equivalente a 2.36×10^{-4} ml para 20 ml de muestra, dosificación que corresponde a la sugerida por la casa química, comprobándose que la dosificación aplicada es la correcta. Sin embargo, la emulsión en el tanque 6 babor sigue encontrándose estable, según la prueba aplicada por el método de destilación arrojando un porcentaje de agua ligeramente mayor a 1%, saliéndose de especificación para comercializar. Se generó la otra hipótesis para observar el comportamiento del fenómeno de coalescencia que permite obtener información del tiempo el cual se separa la fase acuosa de la emulsión.

4.3.6 Tiempo medio de coalescencia.

En la tabla 4.8, se presenta los resultados obtenidos de la prueba de tiempo medio de coalescencia, simulada a escala de laboratorio, con el fin de conocer el comportamiento de la fase acuosa y determinar el tiempo en que se separa la mitad de la fase acuosa. Se realizó la prueba a dos muestras. Las muestras 1 y 2 se dosificaron con desmulsificante en el laboratorio con la concentración de 2.36×10^{-4} ml (CMC, conseguida a través de los barridos de formulación) y las muestras 3 y 4 tomada del tanque 6 babor con la concentración de desmulsificante ya aplicada antes de la descarga.

Tabla 4.8 Resultados del Tiempo Medio de Coalescencia

	Tiempo de Coalescencia (seg)	v/v ∞		Tiempo de Coalescencia (seg)	v/v ∞
MUESTRA 1	360	0,1	MUESTRA 3	780	0,1
	900	0,2		1440	0,26
	1140	0,3		2020	0,34
	1680	0,4		2540	0,48
	1920	0,5		3140	0,5
	2340	0,6		3610	0,65
	2520	0,7		4260	0,78
	2880	0,8		4920	0,86
	3360	0,9		5620	0,94
	4200	1		6000	1
MUESTRA 2	340	0,1	Muestra 4	760	0,1
	920	0,26		1420	0,24
	1120	0,34		1980	0,36
	1660	0,48		2560	0,42
	1920	0,5		3140	0,5
	2320	0,65		3580	0,65
	2540	0,78		4240	0,74
	2860	0,86		4720	0,82
	3330	0,94		5460	0,96
	4220	1		6000	1

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables es decir, que tarde o temprano se separan en dos fases, por lo cual una medida de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas o de manera más sencilla la medición del volumen de fase coalescida en función del tiempo^[16]. Esta información permite construir gráficas de estabilidad que proporcionan información del tiempo el cual se separa la fase acuosa de la emulsión. La gráfica de coalescencia (V/V_{∞}) versus tiempo de coalescencia para cada muestra se muestra en la figura 4.4.

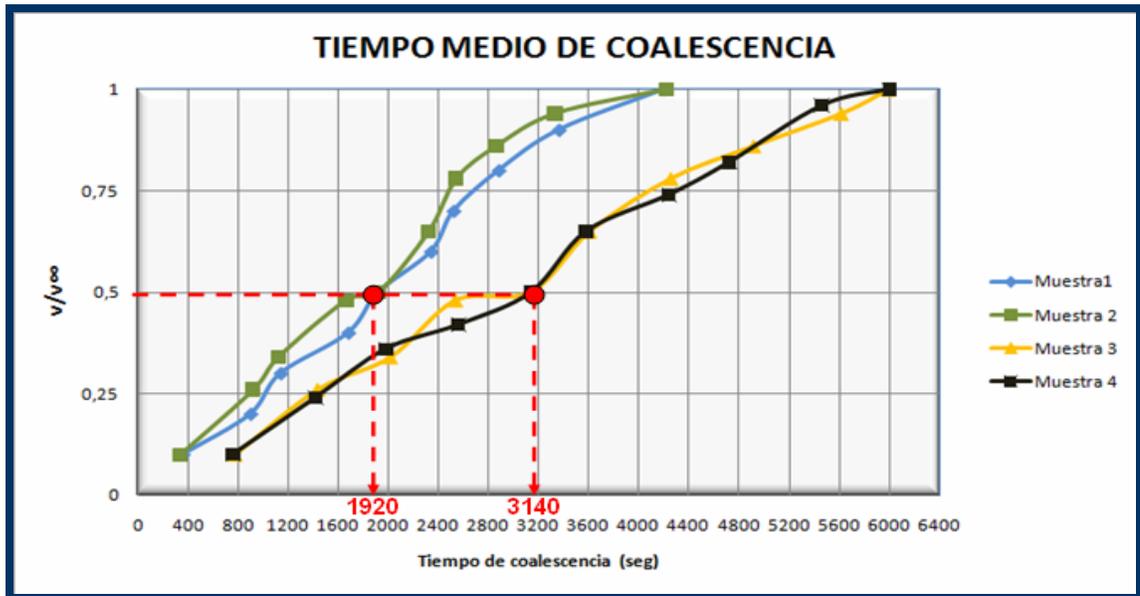


Figura 4.4 Representación grafica del tiempo medio de coalescencia.

El comportamiento descrito en la figura 4.4, presenta una forma sigmoide para ambas muestras que corresponde a un proceso de varias etapas como consecuencia de la ruptura de la emulsión, el cual se inicia con el acercamiento de las gotas de la fase acuosa y culmina con el rompimiento de la película intergota y la inmediata coalescencia de las gotas. En general para una coalescencia $(V/V_{\infty})=0.5$, las muestras más estables (mayor tiempo de separación) son la muestra 3 y 4 con un tiempo= 3140 seg, y los menos estables, con una rápida separación de fases, las muestras 1 y 2 con un tiempo=1920seg., y el correspondiente a la concentración micelar crítica de 2.36×10^{-4} ml adicionada en el laboratorio. Este valor es el que favorece el proceso de deshidratación para crudos emulsionados los cuales se separa el agua emulsionada en menor tiempo. Sin embargo las muestras 3 y 4 presentaron mayor tiempo de separación del agua, posiblemente se requiere más tiempo de contacto entre el crudo y el desmulsificante y generar la agitación requerida en los tanques. Más adelante se evalúa el sistema de punto de inyección de desmulsificante o química deshidratante

que actualmente se utiliza para establecer una alternativa que conlleve a la optimización del sistema.

4.3.7 Tiempo de coalescencia.

En la tabla 4.9, son mostrados los volúmenes de agua leídos para cada intervalo de tiempo, con el objetivo de observar la muestra más rápida en coalescer.

Tabla 4.9 Resultados de volúmenes leídos con respecto al tiempo de coalescencia.

	Tiempo de Coalescencia (seg)	Volumen leído V (ml)		Tiempo de Coalescencia (seg)	Volumen leído V (ml)
MUESTRA 1	360	0,2	MUESTRA 3	780	0,2
	900	0,4		1440	0,4
	1140	0,6		2020	0,6
	1680	0,8		2540	0,8
	1920	1		3140	1
	2340	1,2		3610	1,2
	2520	1,4		4260	1,4
	2880	1,6		4920	1,6
	3360	1,8		5620	1,8
	4200	2		6000	2
MUESTRA 2	340	0,2	Muestra 4	760	0,2
	920	0,4		1420	0,4
	1120	0,6		1980	0,6
	1660	0,8		2560	0,8
	1920	1		3140	1
	2320	1,2		3580	1,2
	2540	1,4		4240	1,4
	2860	1,6		4720	1,6
	3330	1,8		5460	1,8
	4220	2		6000	2

Observando los resultados y fijando el volumen de agua leído igual a 0.8, la muestra 1 se obtuvo un tiempo de 1680 seg, en la muestra 2 se obtuvo un tiempo de 1660 seg, la muestra 3 se obtuvo un tiempo de 2540 seg, y en la muestra 4 se obtuvo un tiempo de 2560, observándose que la muestra 2 fue la más rápida en coalescer. Con esta información se puede observar de una manera más detallada la estabilidad

de la emulsión presente en las muestras y estos datos permite construir gráficas que proporcionan información del tiempo el cual se separa el agua de la emulsión. El comportamiento de volumen leído (V) versus tiempo de coalescencia para cada muestra se muestra en las figuras 4.5.

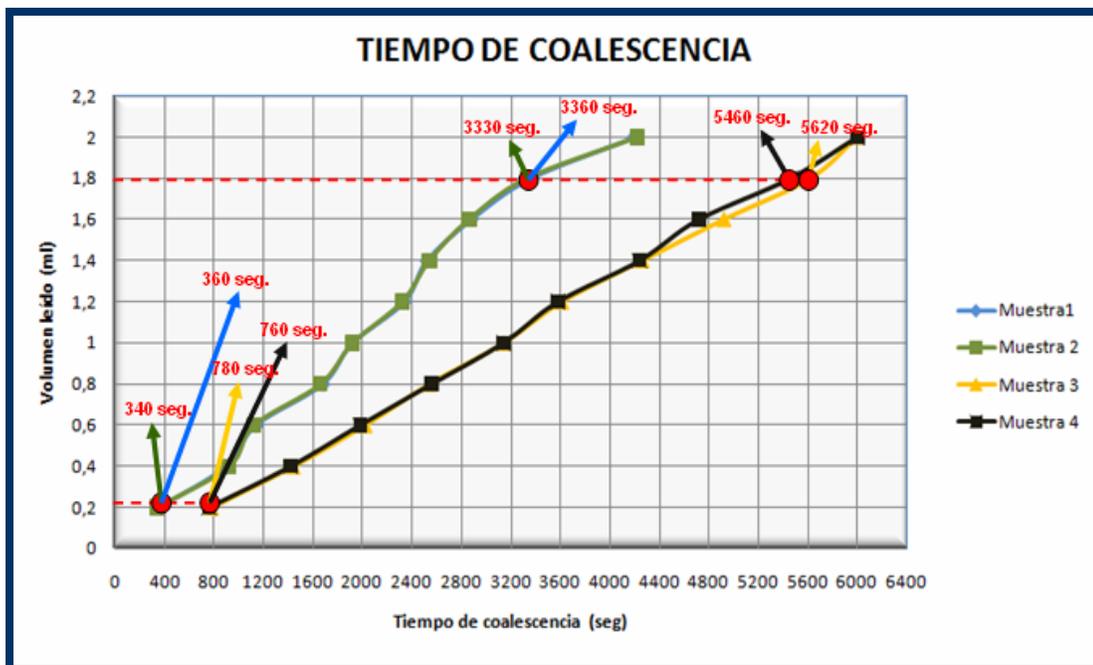


Figura 4.5 Representación grafica del volumen de agua separado.

El comportamiento descrito por la grafica, presenta un incremento de volumen de agua directamente proporcional al tiempo. Observando la muestra 2, fue la más rápida en coalescer, ya que para el primer volumen leído a 0.2 ml, se obtuvo en un tiempo de 340 seg menor con respecto a las muestras 1, 3 y 4 que coalescieron en 360 seg, 780 seg y 760 seg. La muestra 1 tuvo un comportamiento de coalescencia similar a la muestra 2, la poca diferencia de tiempo en ambas fue producto de la inestabilidad termodinámica durante el rompimiento de la emulsión y la separación de las dos fases el cual varía el número de gotas coalescidas. La muestra 4 tuvo un comportamiento volumétrico más rápido que la muestra 3, es decir, la atracción molecular de las

moléculas de agua y/o coalescencia se obtuvo en menor tiempo, observando que para un volumen de 1,8 ml, la muestra 4 lo obtuvo en 5460 seg, la muestra 3 lo obtuvo en 5620 seg, la muestra 1 lo obtuvo en 3360 seg y la muestra 2 lo obtuvo en 3330 seg, producto de la inestabilidad termodinámica. De esta manera se cuantifico el tiempo y/o rapidez de coalescencia, estableciéndose que la muestra 2 fue la más rápida en coalescer ya que obtuvo un menor tiempo con respecto a las muestras 1, 3 y 4. Este análisis permitirá realizar comparaciones con respecto al tiempo que actualmente se maneja en función del punto de inyección actual; el cual se mostrará más adelante.

4.4 Presentación de alternativas de acuerdo al diagnóstico realizado al crudo almacenado en el FSO Nabarima.

Una vez estudiado e identificado el proceso de producción del Campo Corocoro y realizado la aplicación de los métodos de ensayos seleccionados según normas ASTM, se realizó el diagnóstico al crudo almacenado donde se obtuvo un porcentaje de agua de 1.080 % en el tanque 6Babor saliéndose de especificación, creando una problemática en cuanto a la presencia de agua emulsionada generando bajo costo en venta a la hora de la descarga del tanque 6Babor, sin embargo el porcentaje de agua promedio total de todos los tanques es igual a 0,648%, encontrándose dentro de especificación. También se obtuvo un alto contenido de azufre de 2.44%, que puede generar la corrosión catastrófica en el tanque 6babor, la cual contiene alto porcentaje de agua, generando la formación de ácido sulfuroso, esto atacaría a las paredes metálicas del FSO Nabarima y la integridad mecánica de los equipos.

Se realizó la evaluación del sistema de punto de inyección de desmulsificante o química deshidratante que actualmente se utiliza para establecer una alternativa que conlleve a la optimización del sistema (Figura 4.6), donde se visualizó que el químico desmulsificante tiene poco tiempo de contacto con el crudo, en una trayectoria aproximada de 19 metros hasta llegar a los tanques de almacenamiento de

crudo, generando un tiempo aproximado de 12,79 seg, el cual refleja que aun no hay una separación de la fase acuosa, ya que se tiene poco tiempo (ver figura 4.7). La prueba de tiempo de coalescencia indicó que el máximo volumen de agua emulsionado logra separarse a los 6000 seg, para las muestras 3 y 4; y para las muestras 1 y 2, logra separarse en un tiempo de 4220 seg, con la concentración que actualmente se utiliza de 2.36×10^{-4} . Es indicativo que el punto de inyección que actualmente se está utilizando, no genera un tiempo suficiente para que se establezca un contacto y un mezclado efectivo del crudo con la química deshidratante y a su vez permita la coalescencia de las gotas de agua en los tanques de almacenamiento. Los cálculos de tiempo de contacto entre la química y el crudo son mostrados en el anexo C.4.

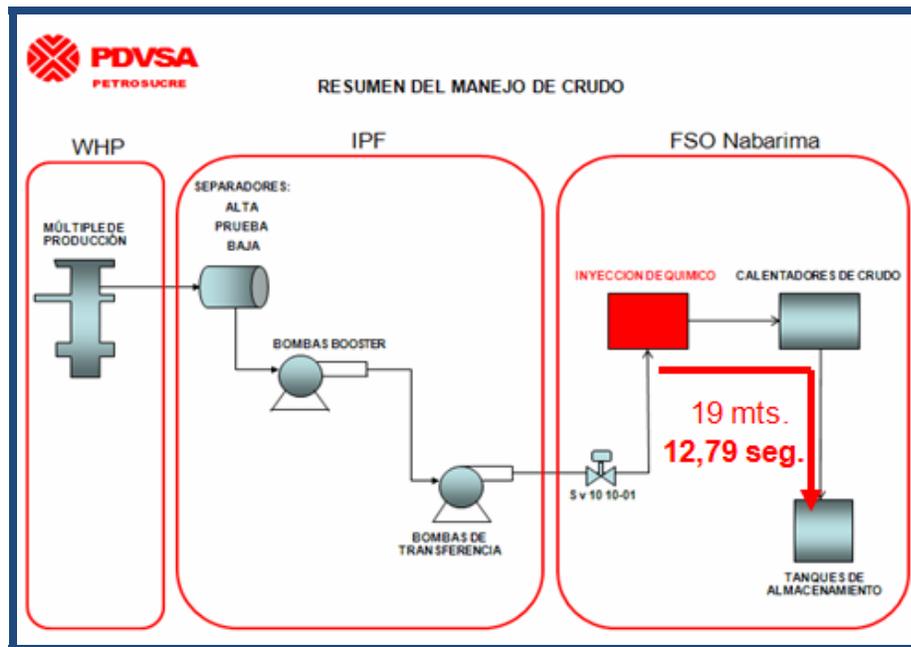


Figura 4.6 Punto actual de inyección de desmulsificante, ubicado en el FSO Nabarima.

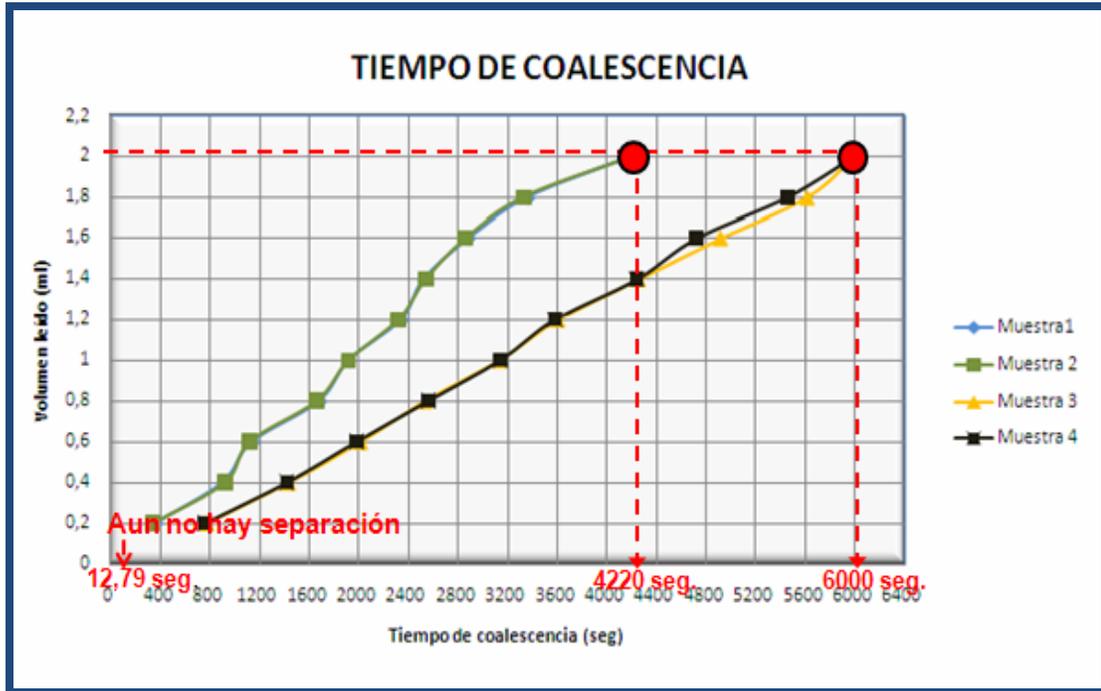


Figura 4.7 Comparación de tiempo de coalescencia.

Se propuso la implantación de un punto de inyección de desmulsificante en la planta de facilidad de procesamiento temporal IPF, este será ubicado en la línea de descarga del separador de baja (V- 201), aguas arriba de la bombas *booster* de potencia 40 HP tipo 8x8x16, como se muestra en la figura 4.8 y figura 4.9, con el fin de contribuir con la separación de agua-petróleo en los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima, mediante el rompimiento de la emulsión, obteniéndose un mayor tiempo de contacto aproximado de 14806 seg, superior al tiempo que actualmente se maneja, asegurando un mayor contacto entre el desmulsificante y el crudo con una trayectoria de 22 km, además de crear con el uso de la bomba *booster* de potencia 40 HP tipo 8x8x16, y la bomba de transferencia de potencia 250 HP tipo 4x6x10,5, un efecto de turbulencia y generar un mejor mezclado entre el químico y el crudo, logrando un proceso de separación más efectivo, optimizando de esta manera el sistema de inyección de química.

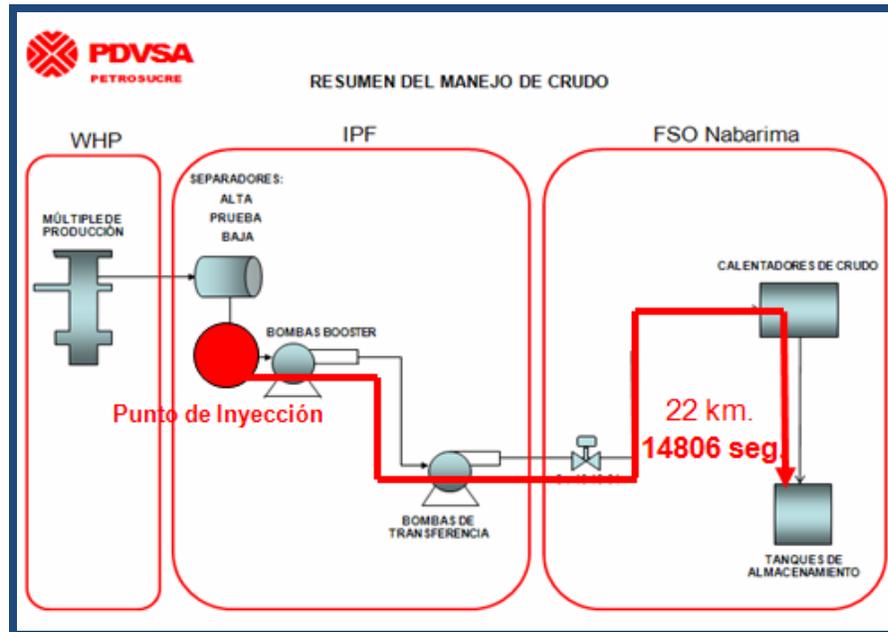


Figura 4.8 Propuesta de nuevo punto de inyección de desmulsificante.

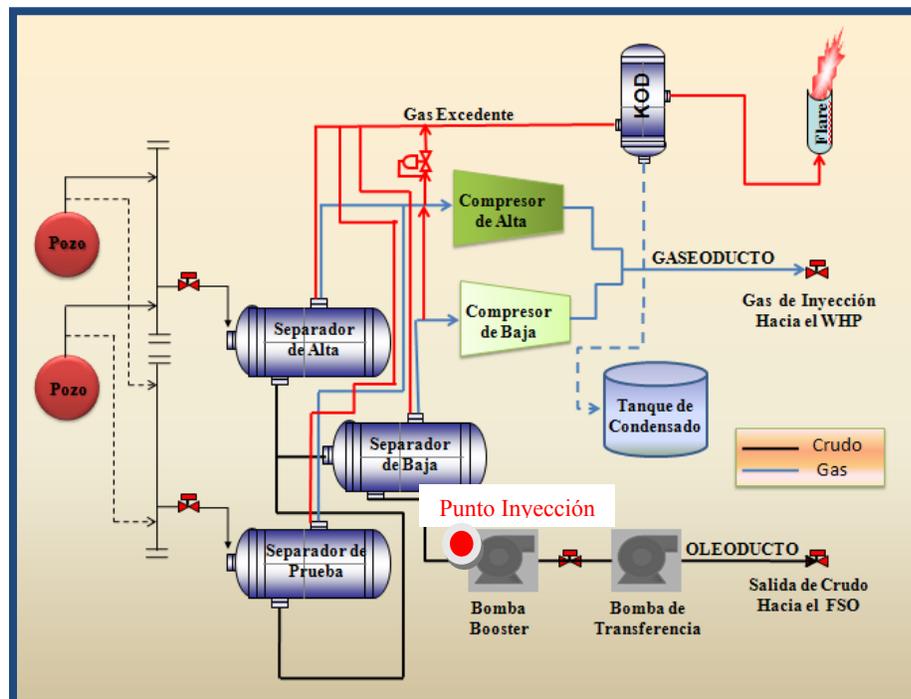


Figura 4.9 Propuesta de nuevo punto de inyección de desmulsificante, ubicado aguas arriba de la Bomba Booster. IPF.

Aumentará el nivel de agua libre en los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima, garantizando una distancia segura entre la interfase agua-petróleo y el drenaje. El drenaje de los tanques se realizará de forma automatizada, mediante un sistema de control automático y monitoreo, ubicado en la consola de carga del FSO Nabarima.

CONCLUSIONES

1. Los métodos más representativos y aplicables para el proceso de comercialización son ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294 Y ASTM D 473, ya que involucra parámetros que permite conocer la calidad del crudo a exportar.
2. Según la aplicación del método ASTM D 1298, la gravedad °API del crudo Corocoro es 23.6, clasificándose como un crudo mediano.
3. El método ASTM D 4006 es preciso en la determinación del contenido de Agua presente en la muestra porque involucra procesos termodinámicos capaces de romper la emulsión presente en las muestras.
4. El promedio del porcentaje de agua total en crudo es de 0.648%, la cual se encuentra dentro de especificación para procesos de comercialización.
5. El contenido de sedimento presente en el crudo Corocoro es de 0.01%, considerándose un valor aceptable para comercializar ya que cumple con las normas establecidas y entra en especificación dentro del rango de calidad.
6. El contenido de azufre presente en el crudo Corocoro fue de 2.44%, considerándose un valor aceptable por el Ministerio de Energía y Petróleo para comercializar, ya que su contenido es menor al 3% que es el valor máximo permisible para entrar en especificación.

7. Se comprobó que la dosificación aplicada a los tanques de almacenamiento del FSO Nabarima es la correcta. Sin embargo, la emulsión en el tanque 6Babor sigue encontrándose estable, según la prueba aplicada por el método de destilación.

8. El químico desmulsificante tiene poco tiempo de contacto con el crudo, para que se establezca un contacto efectivo antes de su almacenamiento en los tanques del FSO Nabarima, para que la separación agua-petróleo sea efectiva.

9. La inyección de desmulsificante antes la bomba *booster* del IPF, asegurará un mayor tiempo de contacto con el crudo, generando efectividad en la ruptura de la emulsión aguas abajo.

RECOMENDACIONES

1. Para la aplicación del método ASTM D 1298, colocar a temperar las muestras antes de someterla al análisis, utilizando un termo baño, así se evitara que la temperatura inicial de ensayo y la temperatura final de ensayo no difiera mas de 5°F, como lo indica la norma.
2. Se recomienda no realizar la práctica en lugares donde la corriente de aire pueda hacer variar la temperatura de la muestra en más de 5 °F.
3. En la aplicación del método ASTM D 1298, se recomienda transferir cuidadosamente la muestra en el cilindro para así evitar la formación de burbujas en la superficie del líquido y evitar medidas erróneas con el hidrómetro.
4. Se recomienda mantener el resto del vástago del hidrómetro seco, para evitar que el líquido aumente el peso efectivo del instrumento y por ende se toman lecturas erróneas.
5. Para la aplicación del método ASTM D 4006, verificar que los equipos de destilación estén secos, para esto se recomienda someter por 15 minutos en la mufla las trampas y los balones de destilación, de esta manera se eliminaran la humedad de los equipos evitando así falsas lecturas en cuanto al contenido de agua.

6. Para el cálculo del contenido de agua en crudo se recomienda aplicar la norma ASTM D 4006, ya que es más exacta en la determinación verdadera del agua en el crudo.

7. Para la aplicación de la norma ASTM D 4294, se recomienda realizar una muestra combinada de todos los tanques del FSO Nabarima para ejecutar este análisis, ya que la composición del crudo es la misma y por ende el contenido de azufre es el mismo, y así se ahorraría tiempo.

8. Se recomienda efectuar pruebas de cromatografía del contenido de Acido Sulfuroso para verificar su concentración en el crudo, porque podría ser muy dañino para la salud de los operadores e integridad mecánica de los equipos de operación.

9. El químico desmulsificante debe ser inyectado tan temprano como sea posible, permitiendo más tiempo de contacto en el crudo minimizando la formación de emulsión aguas abajo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Carrillo J. **“Caracterización de crudos”** (2002) disponible en: www.monografias.com/trabajos37/caracterizacion-de-crudos/caracterizacion-de-crudos2.shtml [Consulta: 13-01-2010].
2. López G. Edeluc **“Normas Peruanas”** (1997) disponible en: www.bvindicopi.gob [Consulta: 13-01-2010].
3. Robert C. **“Normas Oficial Mexicana”** (1997) disponible en: www.materialessam.org.ar [Consulta: 13-01-2010].
4. Manual Petrosucre **“Estudio del Impacto Ambiental Campo Corocoro”** (2004). CONOCO Venezuela, C.A.
5. Manual Petrosucre **“Filosofía de Operación y Control de la Plataforma de Cabezales de Pozo WHP, FSO, IPF. PDVSA Petrosucre”**. (2007).
6. Manual Petrosucre **“Memoria Descriptiva de la Plataforma de Cabezales de Pozo del Campo Corocoro. CONOCO-PHILLIS”**. (2007).
7. Manual Petrosucre **“Memoria Descriptiva de las Facilidades de Procesamiento Temporal (IPF) del Campo Corocoro. CONOCO Venezuela, C.A”**. (2007).
8. Manual Petrosucre **“Memoria Descriptiva del FSO (*Floating Storage Offloading*) Nabarima”** (2007).
9. OTT D. **“Manual de Laboratorio de Ensayos”**. Zaragoza. España (1992).
10. Manual de Practicas del Laboratorio **“Propiedades de Hidrocarburos”**, Departamento de Ingeniería de Petróleo (1998).

11. U.P.V. (UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA). **“Instalaciones y Equipos en el Laboratorio”**. (1999) disponible en: <http://www.spri.upv.es/equipos.htm> [Consulta: 12-01-2010].
12. Gustato T. **“Análisis de Crudo”** (2003) disponible en: <http://gustato.com/petroleo/analisiscrudos.html> [Consulta: 15-01-2010].
13. Astudillo Luis. **“Control de Pozos Submarinos”** Curso de Control de Pozos. (2003).
14. Corona Ender. **“Actividades Fundamentales de la Industria Petrolera”**. EMCO Training – Lecherias. (2008)
15. Fariñas J. **“Guía de Diseño de Procesos. Separadores”**. UDO-Anzoátegui. (2007).
16. Marfisi, S y Salager, J.L. **“Deshidratación de Crudo”**. Cuaderno Firp 5853 – pp. Mérida, Venezuela (2004).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	Aplicación de los métodos de ensayos estandarizados según normas ASTM, para la certificación del crudo en el laboratorio del FSO Nabarima, ubicado en el Campo Corocoro de PDVSA Petrosucre
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Pedro Enrique Hilarraza Brito	CVLAC: 18.300.675 EMAIL: pedrohilarraza@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Análisis

Métodos de ensayos

Aplicación

Laboratorio

Emulsión

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo tuvo como propósito aplicar los métodos de ensayos según normas ASTM, para la certificación del crudo en el laboratorio del FSO Nabarima, ubicado en el Campo Corococo de PDVSA Petrosucre, con la finalidad de contribuir técnicamente con el proceso de almacenamiento y desembarque de crudo, mediante la ejecución de análisis físico químicos, para asegurar de una manera independiente la calidad de los crudos despachados. El laboratorio del FSO Nabarima ubicado en la área del Top Side, cubierta principal, no estaba en condiciones para realizar análisis de crudo, la cual no contaba con los equipos, materiales y reactivo para proceder a la aplicación. La producción de los pozos requiere del control de la calidad del producto obtenido por medio de la realización de análisis en laboratorio, los mismos se encuentran fuera de las instalaciones antes mencionadas. Se realizó la requisición de los equipos, materiales y reactivo de acuerdo a las normas seleccionadas aplicables para comercializar: norma ASTM D 1298, ASTM D 4006, ASTM D 4294 Y ASTM D 473, dichas normas fueron seleccionadas según la exigencia del Ministerio de Energía y Petróleo, también se tomó en cuenta el espacio físico del laboratorio, lo cual sus dimensiones limitaban la ubicación de los equipos. Una vez ubicado los equipos se procedió a la aplicabilidad de los métodos de ensayos, según las normas seleccionada.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Patiño, Rayda	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:	V- 11.833.699			
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com			
	E_MAIL				
Guzmán, Miguel	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:	V- 9.413.377			
	E_MAIL	guzmanmb@petrosucre.pdvsa.com			
	E_MAIL				
Ruíz, Simón	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V- 8.328.429			
	E_MAIL	ruizs_united@cantv.net			
	E_MAIL				
Guerra, Oly	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V-3.733.796			
	E_MAIL	Olyguerra1@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Métodos Ensayos ASTM FSO Nabarima.doc	Aplicación/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: **Petrosucre** (OPCIONAL)

TEMPORAL: 8 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de 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 exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Hilarraza Brito, Pedro Enrique.

AUTOR

Ing. Rayda Patiño

TUTOR

Ing. Simón Ruíz

JURADO

Ing. Oly Guerra

JURADO

Prof. Rayda Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS