

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**EVALUACION DE LOS PARAMETROS DE CALIDAD Y VOLUMEN EN EL
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA DE LOS CRUDOS
MEREY 16 Y MESA 30**

Realizado por:

MARISABEL ALFONZO FERMENAL

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

Puerto La Cruz, mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**EVALUACION DE LOS PARAMETROS DE CALIDAD Y VOLUMEN EN EL
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA DE LOS CRUDOS
MEREY 16 Y MESA 30**

ASESORES

Revisado y Aprobado por:

Ing. Químico Frank Parra
Asesor Académico

Ing. de Sistema Cesar Vázquez
Asesor Industrial

Puerto la Cruz, mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**EVALUACION DE LOS PARAMETROS DE CALIDAD Y VOLUMEN EN EL
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA DE LOS CRUDOS
MEREY 16 Y MESA 30**

JURADO

Ing. Químico Frank Parra
Asesor Académico

Ing. Químico Luis Moreno
Jurado Principal

Ing. Químico Osvaldo Ochoa
Jurado Principal

Puerto la Cruz, mayo de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el ARTÍCULO 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“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, quien deberá participarlo previamente para su autorización”.



DEDICATORIA

A Dios, por haberme regalado el don de la vida, por todas las pruebas que ha colocado a lo largo de todo mi camino, que mas que pruebas han sido enseñanzas. Por levantarme y mantenerse a mi lado en cada uno de los momentos difíciles, por demostrarme que si podía cada vez que yo decía “no puedo más”, por ser esa voccecita interior que en muchas ocasiones me permitió tomar la decisión correcta y en las que no, por lo menos me dejo una enseñanza. En fin, mi carrera está completamente dedicada a ti... Porque sin ti no estaría hoy aquí. Bendice este trabajo y permíteme hacer el bien y ayudar a otros a través de mi carrera. Te amo...

A mi madre, por ser la mujer que me dio la vida, por ser una mujer ejemplo para mí, por ser padre y madre, por demostrarme y enseñarme a través de sus vivencias que cuando todo parece imposible siempre hay que mantener la esperanza y seguir luchando por lo que se quiere. Te amo mami...

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por no dejarme caer nunca, y permitirme seguir luchando cada día por mis sueños.

A mi madre Maritza, por todo el apoyo, regaños y consejos que me dio a lo largo del camino.

A mis hermanos Omar José, Daniel y Luis por seguir de cerca cada una de mis metas a lo largo de toda mi vida, por su preocupación y apoyo en todo momento, por ser mi fuente de inspiración y ejemplos a seguir, los quiero hermanos.

A Deyver Díaz, por todo el apoyo incondicional que me brindó a lo largo de la realización de este proyecto, por los muchos regaños por no comer y dormir bien, por ser mi despertador fijo a lo largo de mis pasantías, por no dejarme sola en los momentos más difíciles, por darme el apoyo necesario para poder levantarme cuando sentía que no podía más. Me voy a quedar corta en palabras para agradecerte todo lo que hiciste por mí durante esta etapa... Le doy gracias a dios por ponerte en mi vida en el momento exacto... Te amo...

Al Licenciado Alexander Flores, porque de no haber sido por él este proyecto no se hubiera realizado. Gracias por todo lo que me enseñó a lo largo de mi estadía en el TAECJAA, tanto académica como espiritualmente, gracias por ser tan amigo y tan protector, llegue a ver en usted una figura paterna... De todo corazón muchas gracias...

A mi familia en general, muy especialmente a mi tía Carmen, mi tía Rosa, mi tío Vicente y mi prima Maira por todo el apoyo y la ayuda que me han brindado a lo largo de toda mi vida, por aportar esos consejos en el momento preciso... Gracias a todos...

A aquellos amigos que han estado conmigo desde el primer semestre de mi carrera, como lo son: Zafiro (Nietica), Luis, Kevin (kuranyi), Francisco (Compa) y María. Gracias por todas las risas, rabias, tristezas, alegrías, preocupaciones, buenos y malos ratos, noches de locura, escapadas, vuelos jajaja... Entre otras. En fin por todas y cada una de las anécdotas que compartimos juntos. Sé que esta etapa, en la vida de cada uno de nosotros va hacer algo difícil de olvidar... Y pues la verdad me alegra mucho haberla compartido con ustedes... Los quiero...

A aquellos amigos que fueron apareciendo a medida que transcurría mi carrera, como lo son: Sergimar, Jahir, Karen, Yineska, Jesús, Ana Karina, Teo y Frodo. Por aparecer en el momento que los necesitaba y poner esa sonrisa especial en mi. La verdad no sé como lo hacían pero siempre podían transformar un momento de desesperación en risas incontrolables... Gracias por todos los trasnochos, las peleas prelaboratorios jajaja, los mil borradores que gastamos, y si sigo no voy a terminar, Siempre los tengo presente... Los quiero...

A la Universidad de Oriente, por abrirme las puertas de sus aulas y permitirme salir hoy de ellas con un amplio conocimiento tanto en lo académico como en lo personal. Gracias a todos y cada uno de mis profesores (muy especialmente a mi tutor académico Frank Parra), porque gracias a ellos hoy poseo el conocimiento necesario para defenderme profesionalmente.

A mis tutores Ing. Frank Parra e Ing. Cesar Vázquez, por todo lo que me enseñaron a lo largo de la realización de este proyecto. Realmente gracias por todo el apoyo

Al personal de laboratorio y de operaciones del TAECJAA, sobre todo al Sr. Octavio, Sra. Magalis, Celeida, Pedro Bernaez, María Fuentes, Jesús, Jopsi Cordero, Sr. Pedro, Jesús, Daniel Bauza, José Lezama, José Bello,

Fátima Díaz, Yolli Márquez, y todos aquellos que se me pasan por alto mencionar. Por toda la colaboración prestada a lo largo de este proyecto.

A mi hermana y amiga Khoulud El Jaohauri por todas las cosas que tú ya sabes, pero sobre todo por hacerme reír en la mayoría de mis noches de estrés y locura, subiéndome el ánimo cuando más lo necesitaba, más que una amiga te convertiste en una hermana para mi... Te quiero y te extraño mucho hayeti...

A mis amigos de bachillerato Diana, Fabiola, Jon y Kerin, porque a pesar de que nos conocemos desde hace algún tiempo, la amistad se ha mantenido. Gracias por estar conmigo y apoyarme en esta etapa universitaria así como lo hicieron en el bachillerato, y sobre todo gracias por todos esos consejos que hoy día me han ayudado muchísimo...

A las señoras Betsi Aarón y Katty Guzmán, por tener siempre el consejo indicado, por todos esos regaños, y sobre todo por todo el cariño que me han demostrado. Las quiero mucho...

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para el alcance de esta meta... Muchas gracias...

“Todo lo puedo en Cristo que me fortalece” Filipences 4.13

RESUMEN

En el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui (TAECJAA), se han estado presentando diferencias considerables de calidad y volumen entre el crudo que es enviado desde el Terminal y el crudo que es recibido en el buque. En virtud de esto surgió la necesidad de realizarle una evaluación al sistema de almacenamiento y embarque de crudo del Terminal, mediante la caracterización de los crudos Merey 16 y Mesa 30, la ejecución de balances de masa y cálculos de volumen del sistema, así como también el análisis de los factores que están incidiendo en las diferencias y la formulación de opciones que permitan disminuir las discrepancias producidas; encontrándose que los factores que están produciendo las diferencias de calidad y volumen entre el crudo que es despachado desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y el crudo que es recibido por el buque son: el incumplimiento de la norma API en su capítulo 12, en lo que se refiere a la medida de la temperatura ambiente, el poco tiempo de reposo que le da al crudo en los tanques, la ausencia de agitadores en los tanques, fallas en el proceso de alineación de válvulas, cálculo de una gravedad API general para todos los tanques del buque y errores en la toma de muestra. Con base en lo anterior se propuso instalar un sistema de drenaje en las trampas de salida para las tuberías toma muestras, colocar un medidor de flujo en las líneas de transferencias P-TA1-211-BA1, P- TA1 -212 - BA1, P- TA1 -213 - BA1 y P- TA1 -214 - BA1, y por último se propuso ubicar las termocuplas en el área de tanques para la medición de la temperatura ambiente.

LISTA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	ix
LISTA DE CONTENIDO	x
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xxx
CAPITULO 1	32
INTRODUCCIÓN	32
1.1 Presentación de la empresa	32
1.2 Planteamiento del problema	36
1.3 Objetivos	39
1.3.1 Objetivo general	39
1.3.2 Objetivos específicos	39
CAPITULO 2	40
MARCO TEÓRICO	40
2.1 Antecedentes	40
2.2 Descripción del proceso de carga para el crudo Mesa y Merey	42
2.3 Volumen de los petróleos crudos Merey 16 y Mesa 30 transferidos desde tierra hasta buque	46
2.3.1 Merey 16	46
2.3.2 Mesa 30	46

2.3.3 Propiedades fisicoquímicas de un petróleo crudo.....	46
2.3.4 Tanque atmosférico de techo flotante.....	53
2.3.5 Oleoductos.....	53
2.3.6 Aforo.....	54
2.3.7 Calibración de tanques.....	57
2.3.8 Cálculo del volumen neto estándar del petróleo crudo en reposo	62
2.4 Balance de masa.....	69
CAPITULO 3.....	71
DESARROLLO DEL PROYECTO.....	71
3.1 Caracterización de los crudos Merey 16 y Mesa 30 en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo.	71
3.1.1 Aforación de tanques de almacenamiento.....	72
3.1.2 Certificado de calidad del crudo.....	76
3.1.3 Empaque de la línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento hasta los tanques del buque.....	77
3.1.4 Transferencia del crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento de tierra hasta los tanques de almacenamiento del buque.....	79
3.1.5 Toma de muestra en línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16	82
3.2 Ejecución de los balances de masa y cálculos de volumen correspondientes al sistema de almacenamiento y embarque de crudo ...	83
3.2.1 Volumen enviado desde el tanque de crudo TA1-T-04.....	83

3.2.2 Volumen de crudo cargado desde tierra hasta el tanque 5P del buque Olinda.....	87
3.2.3 Balance de masa de agua para el primer cargamento del buque Olinda.....	90
3.2.4 Balance de masa de crudo para el primer cargamento del buque Olinda.....	97
3.3 Análisis de los factores que inciden en las diferencias volumétricas y de calidad entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los buques de carga.....	99
3.3.1 Factores que inciden en la diferencia de calidad	100
3.3.2 Factores que inciden en la diferencia de volumen	102
3.4 Formulación de opciones que permitan disminuir las diferencias de calidad y volumen entre los tanques del buque y los tanques ubicados en tierra	107
3.4.1 Colocación de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida.....	107
3.4.2 Instalación de agitadores en los tanques de almacenamiento	108
3.4.3 Instalación de medidores de flujo electromagnéticos en las líneas de descarga de crudo	109
3.4.4 Instalación de termocuplas en la cercanía de los tanques de almacenamiento.....	110
CAPITULO 4	111
DISCUSION DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111

4.1 Caracterización de los crudos Merey 16 y Mesa 30 en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo.	111
4.1.1 Aforación de tanques de almacenamiento	111
4.1.2 Certificado de calidad del crudo	112
4.1.3 Empaque de la línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento hasta los tanques del buque	113
4.1.4 Toma de muestra en línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16	113
4.2 Ejecución de los balances de masa y cálculos de volumen correspondientes al sistema de almacenamiento y embarque de crudo.	115
4.3 Análisis de los factores que inciden en las diferencias volumétricas entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los buques de carga.	123
4.3.1 Gravedad API del cargamento	123
4.3.2 Errores de muestreo	126
4.3.3 Dispositivos de agitación en los tanques de almacenamiento	127
4.3.4 Errónea toma de la temperatura ambiente.....	128
4.4 Formulación de opciones que permitan disminuir las diferencias de calidad y volumen entre los tanques del buque y los tanques ubicados en tierra	129
4.4.1 Colocación de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida.....	129
4.4.2 Instalación de agitadores en los tanques de almacenamiento	130
4.4.3 Instalación de medidores de flujo electromagnéticos en las líneas de descarga de crudo	131

4.4.4 Instalación de termocuplas en la cercanía de los tanques de almacenamiento.....	132
4.2 Conclusiones	133
4.3 Recomendaciones.....	133
Bibliografía	135
Anexo A. Tablas empleadas para el cálculo del volumen total despachado	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B. Sistema de almacenamiento y embarque de crudo taecjaa..	¡Error! Marcador no definido.
Anexo C. Tablas de datos.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo D. Volúmenes obtenidos de la transferencia de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento ubicados en los buques	¡Error! Marcador no definido.
Anexo E. Balance de masa de agua.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo F. Balance de masa de crudo	¡Error! Marcador no definido.
Anexo G. Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad api de los cargamentos estudiados.....	¡Error! Marcador no definido.
Metadatos para trabajos de grado, tesis y ascenso.....	138

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Número de tomas de temperatura según el nivel del tanque.....	57
Tabla 2.2 Coeficiente lineal de expansión térmica.....	63
Tabla 3.1 Cargamentos de Crudo Merey 16 y Mesa 30 estudiados	73
Tabla 3.2 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el primer cargamento del buque Olinda	75
Tabla 3.3 Certificación de los tanques utilizados en el primer cargamento del buque Olinda.....	77
Tabla 3.4 Nivel inicial de los tanques para el primer cargamento del buque Olinda	79
Tabla 3.5 Nivel y temperatura final para el primer cargamento del buque Olinda	81
Tabla 3.6 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el primer cargamento.....	82
Tabla 3.7 Valores tomados de la tabla 5A API para hallar la Gravedad API observada	85
Tabla 3.8 Factores de volumen obtenidos para el primer cargamento del buque Olinda.....	88
Tabla 3.9 Factores de volumen obtenidos para el cálculo del volumen bruto cargado por el buque Olinda.....	90
Tabla 3.10 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en primer cargamento del buque Olinda.....	93
Tabla 3.11 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del primer cargamento del buque Olinda	96
Tabla 3.12 Valores para obtener la fracción másica de crudo de cada tanque utilizado en primer cargamento del buque Olinda.....	98

Tabla 3.13 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del primer cargamento del buque Olinda	101
Tabla 3.14 Temperaturas ambientes tomadas en las cercanías de los tanques de almacenamiento para el cuarto cargamento.	103
Tabla 3.15 Factores de volumen obtenidos para el cuarto cargamento del buque Olinda.....	104
Tabla 3.16 Factores de volumen obtenidos para el cálculo del volumen bruto cargado por el buque Olinda, mediante la gravedad API de la muestra compuesta	105
Tabla 4.1 Desviaciones de gravedad API entre las certificaciones de los tanques y las muestras tomadas en línea.....	116
Tabla 4.2 Desviaciones de contenido de agua entre las certificaciones de los tanques y las muestras tomadas en línea.....	117
Tabla 4.3 Comparación entre los volúmenes obtenidos de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque.....	119
Tabla 4.3 Comparación entre los volúmenes obtenidos de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque (continuación)	120
Tabla 4.4 Comparación entre las masas obtenidas de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque.....	122
Tabla 4.5 Comparación de las fracciones másicas del agua	124
Tabla 4.6 Comparación de las fracciones másicas del crudo	125
Tabla 4.7 Diferencias entre la gravedad API de la muestra compuesta y la gravedad API calculada por el buque	126
Tabla A.1 Valores para la calibración del tanque TA1-T-03; Error! Marcador no definido.	

- Tabla A.2 Valores para la calibración del tanque TA1-T-04; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.3 Valores para la calibración del tanque TA1-T-10; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.4 Valores para la calibración del tanque TA1-T-11; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.5 Valores para la calibración del tanque TA1-T-12; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.6 Valores para la calibración del tanque TA1-T-13; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.7 Valores para la calibración del tanque TA1-T-14; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.8 Valores para la calibración del tanque TA1-T-15; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.9 Valores para la calibración del tanque TA1-T-16; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.10 Valores para la calibración del tanque TA1-T-18; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.11 Valores para la calibración del tanque TA1-T-19; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.12 Factores para la corrección por techo flotante; **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.12 Factores para la corrección por techo flotante (continuación)
..... **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.12 Factores para la corrección por techo flotante (continuación)
..... **Error! Marcador no definido.**
- Tabla A.12 Factores para la corrección por techo flotante (continuación)
..... **Error! Marcador no definido.**

Tabla A.13 Factores de corrección de volumen (Continuación) **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla A.14 Coeficientes en toneladas métricas para la obtención de la gravedad API **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla A.14 Coeficientes en toneladas métricas para la obtención de la gravedad API (continuación)..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.1 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el segundo cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.2 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el tercer cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.3 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el cuarto cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.4 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el quinto cargamento del buque Voyager **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.5 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el sexto cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.6 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el séptimo cargamento del buque Ocean Elegance **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.7 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el octavo cargamento del buque Voyager para la parcela del crudo Merey..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.8 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el octavo cargamento del buque Voyager para la parcela del crudo Mesa.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.9 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el noveno cargamento del buque Georgios**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.10 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo cargamento del buque Amalthea.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.11 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo primer cargamento del buque Olinda.**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.12 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo segundo cargamento del buque Koa Spirit**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.13 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo tercer cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.14 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo cuarto cargamento del buque Leyka**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.15 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo quinto cargamento del buque United Honor.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.16 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el decimo sexto cargamento del buque Georgios**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.17 Certificación de los tanques utilizados en el segundo cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.18 Certificación de los tanques utilizados en el tercer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.19 Certificación de los tanques utilizados en el cuarto cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.20 Certificación de los tanques utilizados en el quinto cargamento del buque Voyager.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 21 Certificación de los tanques utilizados en el sexto cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 22 Certificación de los tanques utilizados en el séptimo cargamento del buque Ocean Elegance.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 23 Certificación de los tanques utilizados en el octavo cargamento del buque Voyager para la parcela del crudo Merey**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 24 Certificación de los tanques utilizados en el octavo cargamento del buque Voyager para la parcela del crudo Mesa**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 25 Certificación de los tanques utilizados en el noveno cargamento del buque Georgios.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 26 Certificación de los tanques utilizados en el decimo cargamento del buque Amalthea.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 27 Certificación de los tanques utilizados en el decimo primer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 28 Certificación de los tanques utilizados en el decimo segundo cargamento del buque Koa Spirit.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 29 Certificación de los tanques utilizados en el decimo tercer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 30 Certificación de los tanques utilizados en el decimo cuarto cargamento del buque Leyka.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 31 Certificación de los tanques utilizados en el decimo quinto cargamento del buque United Honor**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C. 32 Certificación de los tanques utilizados en el decimo sexto cargamento del buque Georgios.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.33 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el segundo cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.34 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el tercer cargamento.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.35 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el cuarto cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.36 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el quinto cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.37 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el sexto cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.38 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el séptimo cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.39 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el octavo cargamento para el crudo Merrey.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.40 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el octavo cargamento para el crudo Mesa.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.41 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el noveno cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.42 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.43 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo primer cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.44 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo segundo cargamento.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.45 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo tercer cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.46 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo cuarto cargamento**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.47 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo quinto cargamento.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C.48 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el decimo sexto cargamento.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.1 Volumen neto estándar obtenido en el segundo cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.2 Volumen neto estándar obtenido en el tercer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.3 Volumen neto estándar obtenido en el cuarto cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.4 Volumen neto estándar obtenido en el quinto cargamento del buque Voyager.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.5 Volumen neto estándar obtenido en el sexto cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.6 Volumen neto estándar obtenido en el séptimo cargamento del buque Ocean Elegance**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.7 Volumen neto estándar obtenido en el octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Merey.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.8 Volumen neto estándar obtenido en el octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Mesa**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.9 Volumen neto estándar obtenido en el noveno cargamento del buque Geogios.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.10 Volumen neto estándar obtenido en el decimo cargamento del buque Amalthea.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.11 Volumen neto estándar obtenido en el decimo primer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.12 Volumen neto estándar obtenido en el decimo segundo cargamento del buque Koa Spirit.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.13 Volumen neto estándar obtenido en el decimo tercer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.14 Volumen neto estándar obtenido en el decimo cuarto cargamento del buque Leyka.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.15 Volumen neto estándar obtenido en el decimo quinto cargamento del buque United Honor**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.16 Volumen neto estándar obtenido en el decimo sexto cargamento del buque Georgios.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.17 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el segundo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.18 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el tercer cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.19 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el cuarto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.20 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el quinto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.21 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el sexto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.22 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el séptimo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.23 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el octavo cargamento estudiado para el crudo Merey**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.24 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el octavo cargamento estudiado para el crudo Mesa **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.25 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el noveno cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.26 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.27 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo primer cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.28 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo segundo cargamento estudiado . **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.29 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo tercer cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.30 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo cuarto cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.31 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo quinto cargamento estudiado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D.32 Factores obtenidos para el cálculo del volumen bruto transferido en el decimo sexto cargamento estudiado..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 1 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el segundo cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 2 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el tercer cargamento del buque Olinda..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 3 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el cuarto cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 4 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el quinto cargamento del buque Voyager **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 5 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el sexto cargamento del buque Olinda **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 6 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el séptimo cargamento del buque Ocean Elegance; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 7 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Merey; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 8 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Mesa; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 9 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el noveno cargamento del buque Georgios; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 10 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo cargamento del buque Amalthea.....; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 11 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo primer cargamento del buque Olinda ..; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 12 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo segundo cargamento del buque Koa Spirit; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 13 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo tercer cargamento del buque Olinda ...; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 14 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo cuarto cargamento del buque Leyka ...; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 15 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en el décimo quinto cargamento del buque United Honor; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 16 Valores para realizar el balance de masa de agua del décimo sexto cargamento del buque Georgios; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 17 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del segundo cargamento estudiado; **Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 18 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del tercer cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 19 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del cuarto cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 20 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del quinto cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 21 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del sexto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 22 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del séptimo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 23 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del octavo cargamento estudiado para el crudo Merey**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 24 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del octavo cargamento estudiado para el crudo Mesa**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 25 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del noveno cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 26 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 27 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo primer cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 28 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo segundo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 29 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo tercer cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 30 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo cuarto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 31 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo quinto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E. 32 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del decimo sexto cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.1 Valores para realizar el balance de masa de crudo del segundo cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.2 Valores para realizar el balance de masa de crudo del tercer cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.3 Valores para realizar el balance de masa de crudo del cuarto cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.4 Valores para realizar el balance de masa de crudo del quinto cargamento del buque Voyager**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.5 Valores para realizar el balance de masa de crudo del sexto cargamento del buque Olinda**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.6 Valores para realizar el balance de masa de crudo del séptimo cargamento del buque Ocean Elegance**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.7 Valores para realizar el balance de masa de crudo del octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Merey**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.8 Valores para realizar el balance de masa de crudo del octavo cargamento del buque Voyager para el crudo Mesa**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.9 Valores para realizar el balance de masa de crudo del noveno cargamento del buque Georgios.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.10 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo cargamento del buque Amalthea**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.11 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo primer cargamento del buque Olinda.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F.12 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo segundo cargamento del buque Koa Spirit ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.13 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo tercer cargamento del buque Olinda..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.14 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo cuarto cargamento del buque Leyka..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.15 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo quinto cargamento del buque United Honor ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.16 Valores para realizar el balance de masa de crudo del decimo sexto cargamento del buque Georgios ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.1 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del segundo cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.2 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del tercer cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.3 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del cuarto cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.4 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del quinto cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.5 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del sexto cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.6 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del séptimo cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.7 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del octavo cargamento estudiado para el crudo Merey..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.8 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del octavo cargamento estudiado para el crudo Mesa..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.9 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del noveno cargamento estudiado ¡Error! Marcador no definido.

Tabla G.10 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.11 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo primer cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.12 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo segundo cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.13 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo tercer cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.14 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo cuarto cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.15 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo quinto cargamento estudiado.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G.16 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del decimo sexto cargamento estudiado**¡Error! Marcador no definido.**

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (PDVSA, TAECJAA).....33

Figura 1.2 Diagrama general del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (PDVSA, TAECJAA).....35

Figura 1.3 Plataforma del TAECJAA (PDVSA, TAECJAA)35

Figura 2.1 Esquema del proceso de carga de los crudos Merey 16 y Mesa 3045

Figura 2.2 Figura genérica del diseño de un proceso químico	69
Figura 3.1 Esquema de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida	108
Figura B.1 Tanques de almacenamiento del Terminal	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.2 Instrumento empleado para la medición de temperatura en los tanques de crudo	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.3 Instrumento empleado para la medición de nivel en los tanques de crudo.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.4 Tuberías toma muestra	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.5 Contaminación producida en el área de tuberías	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.6 Termocupla ubicada en las adyacencias de la sala de control	¡Error! Marcador no definido.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Presentación de la empresa

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con los fines de motorizar el desarrollo armónico del País, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano. Fue creada por decreto gubernamental durante el primer gobierno de Carlos Andrés Pérez, para ejercer tales actividades, luego de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de enero de 1976.

PDVSA cumple con todas las actividades propias del negocio petrolero, constituyéndose en una corporación verticalmente integrada que abarca todos los procesos, desde la explotación hasta la comercialización de los hidrocarburos gaseosos, no gaseosos y sus derivados; los cuales se encuentran estructurados en cuatro divisiones dedicadas a las actividades modulares del negocio a saber: PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento; PDVSA Manufactura y Mercadeo; PDVSA Refinación, Suministro y Comercio y PDVSA Servicios.

Petróleos de Venezuela (PDVSA), inicia la operación del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José (TAECJ), ubicado en el complejo petrolero y petroquímico José Antonio Anzoátegui, portón N° 2, en el municipio Bolívar del estado Anzoátegui, en septiembre del año 1998;

cuando el terminal de almacenamiento y embarque de crudo Jose, se hallaba bajo la custodia de la Sociedad Williams Embridge Company (SWEC), llamándose para ese momento “Petroterminal JOSE”. Sin embargo en diciembre del 2002, el TAECJ pasa a ser operado por personal de PDVSA, bajo la dirección de PDVSA Refinación, Suministro y Comercio. En la figura 1.1 se muestra la ubicación geográfica del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui.

El TAECJAA tiene como finalidad, el almacenamiento y despacho de crudos. Las instalaciones del terminal de almacenamiento y embarque de crudo Jose, en tierra están conformadas por sistemas operativos relativos al proceso que desarrollan, de esta manera se ha dividido el terminal para su descripción en los siguientes sistemas: almacenamiento, bombeo, mezclado y recirculación, inyección de químicos, los servicios de agua y sistema contra incendio. En la figura 1.2 se observa el diagrama general del terminal de almacenamiento.

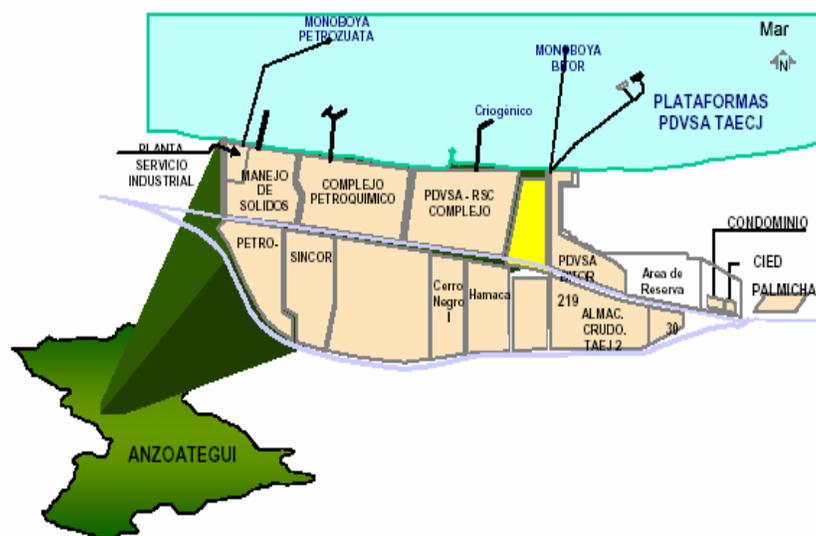


Figura 1.1 Ubicación geográfica del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (PDVSA, TAECJAA).

El proceso se inicia cuando los crudos Merey 16 °API y Mesa 30 °API llegan de las troncales de recibo 51 y 54, respectivamente, al patio tanque, dicho patio está constituido por 15 tanques de techo flotante de los cuales 14 son para el almacenamiento de crudo y uno para el crudo fuera de especificación; y de estos tanques de almacenamiento los crudos son bombeados hacia la plataforma a través de las líneas de tuberías.

El terminal de almacenamiento y embarque de crudo Jose está constituido por:

- 14 tanques de 350 mil barriles (MBLS), de techo flotante.
- Un tanque para crudo fuera de especificación de 150 MBLS.
- Dos naves de bombas compuestas por ocho principales de 4.000Hp y cinco secundarias de 2.550Hp. (Centrifugas Verticales, tipo barril, marca BYRON JACKSON).
- Una plataforma de embarque con tres puestos de carga.
- Una planta de tratamiento de efluentes líquidos.
- Todos los servicios auxiliares, agua, sistema contra incendio, drenaje y sub-estaciones eléctricas.
- Edificios administrativos.

PDVSA se interesó en adquirir el terminal de almacenamiento y embarque de crudo Jose (TAECJ), para cubrir la necesidad de una infraestructura adecuada que maneje todo el crudo del oriente del País, debido a que la capacidad del terminal de Guaraguao resultó insuficiente. En la figura 1.2 se muestra el diagrama general del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui.

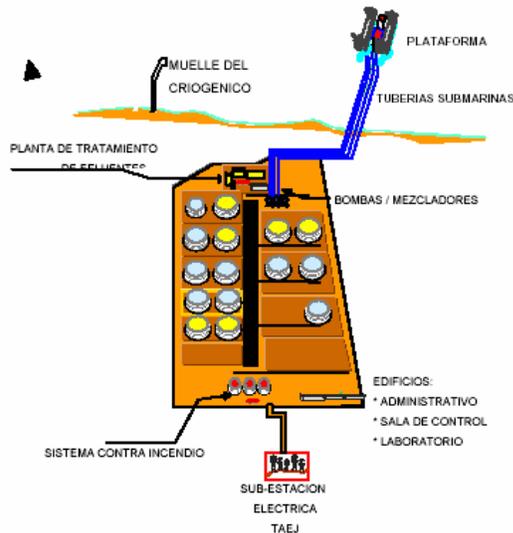


Figura 1.2 Diagrama general del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (PDVSA, TAECJAA)

Durante los 11 años de funcionamiento, el TAECJAA se ha encargado de embarcar petróleo crudo proveniente de: Faja del Orinoco, Maturín, los mejoradores de crudo de Petrocedeño (SINCOR), Petromonagas (Cerro Negro) y Petropiar (Ameriven), ubicados en el mismo Complejo Industrial Jose, a través de tres puestos de embarque que poseen sus plataformas norte y sur (situadas a 6 km), para así dar cumplimiento a los planes de manufactura y comercio. La plataforma del TAECJAA se puede apreciar en la figura 1.3.



Figura 1.3 Plataforma del TAECJAA (PDVSA, TAECJAA)

1.2 Planteamiento del problema

El terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (TAECJAA) está ubicado en el complejo petrolero y petroquímico General de División José Antonio Anzoátegui, en el estado Anzoátegui; y su principal objetivo es recibir el crudo Mesa y Merey, a través de las trampas de recibo de crudo; que se localizan al final de los oleoductos de 36" y 30", respectivamente, procedentes de la estación de rebombeo (RB-2) ubicada en el km 52, vía el Tejero – Maturín. Desde dichas trampas, el crudo es enviado al patio de tanques de techo flotante, cuya capacidad total de almacenamiento es de 4.900.150 Bbls, lugar donde permanece en reposo con la finalidad de lograr la separación crudo-agua; este tiempo varía de 4 a 8 horas dependiendo del tipo de crudo.

El patio de tanques está conformado por 14 tanques de 350 mil barriles (MBLS) cada uno, para almacenar el crudo que cumple con las especificaciones establecidas, y uno de 150 MBLS para el almacenamiento del crudo fuera de especificación; una vez lograda la separación crudo-agua, el crudo es movilizado mediante las bombas del terminal, hasta la plataforma de embarque, la cual cuenta con tres puestos de embarque y una monoboya; donde el crudo es embarcado y despachado según la solicitud del cliente. La estación de bombeo está constituida por ocho bombas principales, utilizadas durante la etapa de plena carga de los tanqueros, y cinco bombas secundarias utilizadas en plena carga y durante el inicio y final de la carga, debido a limitaciones existentes en el proceso de carga inicial y final de tanqueros. El agua que resulta de la separación crudo-agua es drenada hacia la planta de tratamiento de efluentes líquidos (PTEL) para su tratamiento posterior.

El buen funcionamiento de este terminal de embarque, es muy importante puesto que de él depende obtener un crudo de muy buena calidad, además de que distribuye el 40% del crudo nacional.

En todos los procesos involucrados en el manejo de crudo, se producen pérdidas de volumen del mismo, las cuales se conocen como mermas de crudo. Los reclamos por dichas mermas siempre han sido un punto muy delicado, el margen de tolerancia en el sistema de transporte de crudo es del 0,3%, y este porcentaje ha sido reconocido desde hace mucho tiempo por fletadores, cargadores y receptores. Pero al ir incrementando el precio del crudo con el paso de los años y también debido al aumento del tamaño de los buques tanqueros, tal porcentaje se ha sido cuestionado.

Las mermas pueden ser causadas por diferentes factores, tales como error de medición por parte del personal operacional, errores por mala presurización de las líneas de embarque, por efecto de contracción y dilatación, por variación de temperatura del crudo, por evaporación que incluye las pérdidas originadas por la evaporación o paso de los componentes más volátiles del petróleo en estado líquido a estado de vapor en los tanques de almacenamiento, fugas en válvulas, en sellos de bombas y por filtraciones de los oleoductos de transporte y, en casos de mezclas de crudo se produce una diferencia por contracción entre sus partículas. Todos estos factores hacen que la cantidad de crudo que es enviado de los tanques de tierra no sea igual a la que es recibida en los tanques de los buques; y estas diferencias no son beneficiosas para ninguna de las dos partes involucradas en el proceso de compra-venta.

Por otra parte, además de las diferencias en las cantidades también existen diferencias en cuanto a la calidad del crudo. Los crudos más livianos son los más caros, pues los crudos destinados a lubricantes requieren mayores condiciones de planta y de elaboración, que los destinados a combustibles, pero sus productos finales son mejor pagados. Por esto, las

variaciones en cuanto a la calidad del crudo pueden ocasionar muchos problemas en el proceso de compra-venta; y las causas más resaltantes por las cuales puede ocurrir dicha variación son: errores en la toma de muestra, y mala distribución del crudo en los tanques del buque, debido a que por lo general en un proceso de carga de crudo se usan diferentes tanques, para enviar el crudo desde el terminal hasta la plataforma de embarque, alternándolos durante cierto tiempo para lograr mantenerlos en un nivel reglamentario y evitar así que se derramen, puesto que el terminal normalmente cuenta con un alto inventario de crudo.

Durante los últimos años, en el terminal de embarque, se han estado evidenciando grandes diferencias volumétricas y de calidad entre el crudo que es enviado de los tanques ubicados en tierra y el crudo que es recibido en los tanques de los buques, tales diferencias han venido acrecentando su valor, presentando en la actualidad un porcentaje de diferencia mayor al 300% en volumen comparado con los años anteriores. Este problema ha generado grandes discusiones entre el cliente y la empresa. Por lo que la empresa decidió evaluar el sistema de almacenamiento, así como también el sistema de carga y descarga del crudo Mesa y Merrey, realizándole un seguimiento a diversos cargamentos de crudo, desde que el crudo sale del tanque de almacenamiento ubicado en tierra hasta que es recibido por el tanque del buque.

La importancia de este proyecto radica en la búsqueda de la minimización de las diferencias presentes tanto en cantidad como en calidad, debido a que estos dos problemas representan, pérdidas económicas para la empresa, las cuales inciden de manera negativa en la productividad de la misma.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar los parámetros de calidad y volumen en el sistema de almacenamiento y descarga de los crudos Merey 16 y Mesa 30.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar los crudos Merey 16 y Mesa 30 en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo.
2. Ejecutar los balances de masa y cálculos de volumen correspondientes al sistema de almacenamiento y embarque de crudo.
3. Analizar los factores que inciden en las diferencias volumétricas y de calidad entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los buques de carga.
4. Formular opciones que permitan disminuir las diferencias de calidad y volumen entre los tanques del buque y los tanques ubicados en tierra.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Villafranca (2010) realizó un estudio al sistema de almacenamiento de crudo en el terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui (TAECJAA), para ello se evaluó la calidad del producto durante un periodo de tres meses, tomando muestras directamente de los tanques de almacenamiento que eran incluidos en los reclamos de los clientes, encontrándose que las principales causas que originaban las diferencias era el mal muestreo por parte de los operadores, mas sin embargo las diferencias en ese tramo del proceso eran insignificantes con respecto a las diferencias del tramo completo, es decir, que las diferencias encontradas en los tanques de almacenamiento eran insignificantes con respecto a las diferencias totales desde que el crudo entraba al terminal hasta que era embarcado por los buques.

Lazzarini (2009) evaluó el sistema de descarga de la mezcla pentano / gasolina natural de la planta de fraccionamiento y despacho Jose. Para dicha evaluación, recolecto una serie de variables del pentano, así como también de la gasolina almacenada en los recipientes de almacenamiento de la planta, y de los buques involucrados en cada cargamento; dichas variables fueron nivel, temperatura, presión y gravedad API, durante un periodo de seis meses. Encontrándose que los factores de mayor incidencia en las incongruencias volumétricas existentes fueron: el toma muestra ubicado en el fondo de la boca de aforo del tanque D9.80919 con un 0,22 % de diferencia, la omisión de la corrección del volumen obtenido por el buque con el factor de experiencia (VEF) con un 0,09 % y la vaporización parcial de la

corriente líquida de pentano almacenada en el interior de las esferas con un 0,077 % de diferencia.

Rodríguez (2009) realizó una evaluación en el sistema de transporte de crudo Merey desde las diferentes estaciones de descarga hasta el patio tanque Oficina. Para cumplir con la evaluación del sistema, visualizó el comportamiento gráfico del bombeo respecto al tiempo, desarrolló balances de masa así como también cálculos hidráulicos en las líneas de recibo y ejecutó las respectivas descripciones operacionales de los medidores de flujo tanto en el campo como en el patio; consiguiendo que el patio tanque Oficina presentaba un 0,59 % de diferencia en libras por día, de crudo Merey, para el mes de diciembre de 2008; el 0,38 % para el mes de enero de 2009 y el 0,51% para el mes de febrero de 2009. De igual forma encontró que tanto el caudal de recibo como los cálculos hidráulicos para los laterales de 24", 26" y 36" presentaban desviaciones en comparación con los datos arrojados por el simulador. Y por último observó que los equipos de desplazamiento positivo presentaban un tiempo superior a un año sin haber sido calibrados.

Torres (2007) evaluó los procesos de almacenamiento, medición, fiscalización y transporte de crudo para verificar la incertidumbre que presentaba el balance de crudo. En este estudio se observó que los operadores, algunas veces no tomaban el análisis de muestra en cada aforo; vacío y lleno respectivamente. Los estudios realizados permitieron el mejoramiento de los procesos, el aprendizaje del personal, el tiempo y economía de la Superintendencia ATC Morichal para el cálculo del balance al cierre de cada mes.

Con respecto a los trabajos antes mencionados, se observó cierta similitud entre ellos y el proyecto que se va a realizar. Por ejemplo Lazzarini evaluó el sistema de descarga de la mezcla pentano / gasolina natural, para así conocer las diferencias volumétricas que existían entre el sistema de almacenamiento ubicado en tierra y los tanques de almacenamiento de los

buques, lo cual se asemeja a una parte de este proyecto, con la diferencia de que en este caso, el fluido a utilizar será petróleo crudo. Por otro lado, Rodríguez realizó una evaluación del sistema de transporte de crudo Merey desde las diferentes estaciones de descarga, hasta el patio tanque Oficina, para lo cual requirió la utilización de los balances de masa, como se realizará en las etapas sucesivas de este proyecto. Ahora bien, Torres evaluó los procesos de almacenamiento, medición, fiscalización y transporte de crudo para verificar la incertidumbre que presentaba el balance de crudo, dentro de este orden de ideas se considera el trabajo realizado por Torres un antecedente a este proyecto debido a que la evaluación de estos procesos será desarrollada en uno de los objetivos del presente trabajo. Y por último Villafranca realizó un estudio desde que el crudo entraba al TAECJAA hasta que era depositado en los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, no encontrando mayores diferencias entre los dos puntos de referencia tomados; lo que dejó a pensar que las fallas estaban ocurriendo en el tramo que va desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta la plataforma de embarque.

2.2 Descripción del proceso de carga para el crudo Mesa y Merey

El primer paso para iniciar el proceso de carga es definir la capacidad del buque, que puede estar entre 80 mil toneladas de peso muerto (MTPM) y 250 MTPM, y previamente al arranque de las bombas para el llenado de dicho buque, se debe proceder a preparar el inventario, seleccionar el orden de los tanques que se van a vaciar (según la capacidad del buque y el producto requerido), además del puesto seleccionado hacia el que se va a dirigir el crudo (lo cual preselecciona las bombas a utilizar, según el tipo de producto deseado) pues sólo se podrá vaciar un tanque por vez y en forma similar, sólo se podrán arrancar las bombas de una en una; por tal razón,

esta planificación previa al arranque de las bombas se debe realizar antes de que llegue el buque.

Para realizar estas operaciones con efectividad se debe verificar el número de tanques disponibles para el llenado de un buque, según el tipo de crudo deseado (Mesa y/o Merey), los cuales deberán ser fiscalizados previamente, por un representante del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET). Igualmente, se deberá tomar en cuenta el tiempo de aforo de los tanques y de carga del buque para la estimación del tiempo de llenado del mismo. A continuación se definen los cabezales de recolección/succión a utilizar y el número de cabezales a emplear según el tipo de producto deseado. Posteriormente, se conecta el buque en el puesto donde se va a realizar el llenado y se abren las válvulas de los brazos de carga. Posteriormente, se abren los cabezales de recolección de los tanques, con sus respectivas válvulas y los cabezales de succión de las bombas con sus respectivas válvulas, dependiendo de las bombas seleccionadas.

Luego de haber seleccionado el número de bombas necesarias para la carga requerida, tanto principales como secundarias (el número máximo de bombas durante el inicio de carga son dos principales y una secundaria), se procederá a la apertura de la válvula de salida del primer tanque, a la apertura de las válvulas de succión y descarga de las bombas, a la apertura de las válvulas para uno de los cabezales de descarga y las válvulas ubicadas en la tubería submarina, además de los brazos de carga, manteniendo cerradas las válvulas de drenaje. Las bombas tienen que trabajar inicialmente con un caudal bajo, el cual depende del tipo de bomba, para las principales con un caudal de 10 mil barriles por hora (MBPH), y para las secundarias con un caudal de 7 MBPH, con la finalidad de evitar cualquier problema de inestabilidad del buque; el caudal se aumentará cuando el crudo en los depósitos del mismo alcance cierto nivel. Si el número

de bombas seleccionado no es suficiente para la carga inicial, se seleccionan bombas adicionales para completar la carga requerida.

Una vez cumplidos los pasos mencionados en los párrafos anteriores, se procede a energizar la correspondiente válvula de control en posición de flujo mínimo continuo estable de la bomba, y luego, se energiza el motor de dicha bomba. Luego de que la válvula estabiliza la bomba, a este flujo, la presión del cabezal de llenado de buques irá aumentando, momento en el cual se permitirá, el acceso de crudo al cabezal de llenado de buques, hasta que se alcance la máxima presión y máximo caudal. El tiempo de cierre y/o apertura de las válvulas motorizadas es aproximadamente de 180 segundos.

Luego de haber realizado el arranque y estabilización de la primera bomba, se puede arrancar la siguiente, repitiendo el mismo procedimiento, es decir, abriendo la válvula mencionada en el sistema de bombeo sin cambiar la posición de la válvula de control de flujo, para entonces proceder a energizar la bomba y su correspondiente válvula motorizada. Se repetirá así, una por una, hasta que todas las bombas que se preseleccionaron hayan arrancado para la operación de llenado del buque particular.

Pasado el tiempo de vaciado del primer tanque seleccionado (lo cual es indicado por el interruptor de bajo nivel) aproximadamente de 1,5 a 2 minutos antes de completar la operación de vaciado, se comenzará a abrir la válvula de salida del siguiente tanque seleccionado. Cuando ésta se encuentre totalmente abierta, se comenzará a cerrar la del tanque que se está vaciando, notificando al personal de producción que el tanque ha sido llenado y el crudo transferido al buque. El tiempo estimado para la realización de la carga completa de un buque del tamaño seleccionado es de 20 a 26 horas. Para el final de la carga, se deberá tomar la acción anticipadamente, pues las bombas deberán salir de servicio una por una, dejando para el final de llenado del buque una sola bomba secundaria, la cual se encargará de terminar el ajuste del nivel de los tanques del buque.

La operación comienza seleccionando cuál será la primera bomba que se deberá sacar de operación, y en el momento en que el personal autorizado del buque así lo indique, se desenergizará la bomba, reduciendo el flujo mediante la válvula de control de flujo, hasta alcanzar el flujo mínimo continuo estable total de la combinación de bombas, teniendo en cuenta el número de bombas y, luego, se procederá a cerrar su correspondiente válvula motorizada de succión. Una vez parada la primera bomba, será el personal autorizado del buque quien elegirá el momento adecuado para desenergizar la siguiente bomba, cuando se estabilice el sistema, y se repetirá el proceso para cada una, hasta tener la totalidad del grupo de bombas fuera de operación, momento en el cual se pondrá fin a la operación de carga. (Alcalá y Vergara, 1998)

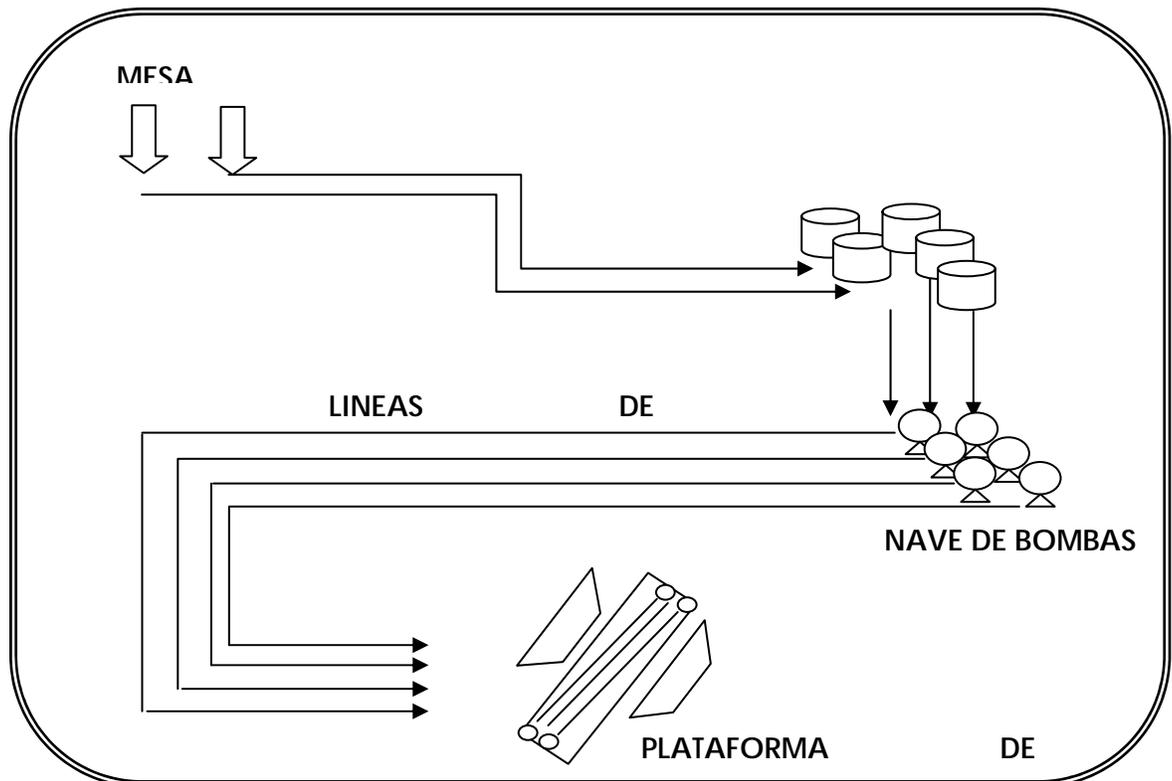


Figura 2.1 Esquema del proceso de carga de los crudos Merey 16 y Mesa

2.3 Volumen de los petróleos crudos Merey 16 y Mesa 30 transferidos desde tierra hasta buque

Para determinar el volumen total transferido de Merey 16 y Mesa 30 desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento del buque, es necesario aplicar una serie de pasos y procedimientos de forma organizada, con el objeto de considerar todas las variables que afectan el proceso de carga de dichos crudos. A continuación se definen una serie de términos que deben conocerse previamente para luego proceder a la descripción del procedimiento de cálculo.

2.3.1 Merey 16

Es la denominación comercial de un crudo pesado de 16 grados API ($^{\circ}$ API), producto de un proceso de mezcla de crudos del oriente de Venezuela. Por ser una mezcla (blend) de pesados, el Merey 16 requiere de conversión profunda en el proceso de refinación.

2.3.2 Mesa 30

Es la denominación comercial de un crudo liviano de 30 grados API ($^{\circ}$ API), producto de un proceso de mezcla de crudos del oriente de Venezuela.

2.3.3 Propiedades fisicoquímicas de un petróleo crudo

- **Densidad**

La densidad de un líquido es el valor numérico de la masa correspondiente a un volumen dado de dicho líquido, medido a una temperatura dada, y ésta es expresada generalmente en g/ml. La gravedad específica de una sustancia es la masa de un volumen específico de esta

sustancia a cierta temperatura, comparado con la masa del mismo volumen de agua a la misma temperatura.

En la actualidad, en el laboratorio, la densidad se determina con densímetro automático según la norma American Society for Testing and Materials (ASTM) D 5002. En caso de crudos pesados se determina con hidrómetro según la norma ASTM D 1298. En el caso de aceites muy viscosos o semi-sólidos se determina con picnómetro. La densidad tiene importancia en la industria del petróleo debido a varios motivos, algunos de ellos:

- ✓ Los tipos de hidrocarburos se distinguen por su densidad. La densidad crece en el orden parafínicos, nafténicos y aromáticos.
- ✓ En las relaciones comerciales para convertir masa a volumen y viceversa.
- ✓ Existen varios índices empíricos que se basan en la relación entre la densidad y otra propiedad. (Hernández, 2009)

- **Gravedad API**

La Gravedad API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente entre el peso específico y la fluidez de los crudos con respecto al agua. Esta gravedad se mide en una escala arbitraria de la lectura de la gravedad específica (densidad relativa), usada en la industria petrolera y que tiene como base la densidad del agua. La gravedad en °API es equivalente a densidad y se usa en la industria petrolera mundial. La gravedad específica del agua es 1 y en °API es 10.

Los crudos se clasifican, según la gravedad API, por la siguiente escala:

- ✓ Extrapesados < 9,9 °API
- ✓ Pesados: 10 – 21,9 °API
- ✓ Medianos: 22,0 - 29,9 °API
- ✓ Livianos: 30 – 39,9 °API

- ✓ Condensados > 40 °API

La Gravedad API y la densidad específica se relacionan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad Específica a } 60^{\circ}\text{F}} - 131,5 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Generalmente se usa la gravedad API, como una forma sencilla de expresar la densidad. En las operaciones comerciales de crudos la densidad es uno de los parámetros considerados. (Burgos, 2011).

- **Contenido de agua**

La especificación del contenido máximo de agua está relacionada al costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor del 1%. La determinación se efectúa por destilación, siguiendo 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 solvente, 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 de la trampa, donde se mide su valor. (Hernández, 2009)

- **Agua y Sedimentos**

Es muy común encontrar que el petróleo crudo contenga arcilla que interfiere obturando los 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.

El contenido en agua y sedimentos de los crudos se determina según un método normalizado (NF M 07-020. ASTM D 96 y D 1796) que consiste en determinar el volumen de agua y de sedimentos, separados del crudo por centrifugación en presencia de un disolvente (tolueno) y de un agente desemulsificante; para esto se introduce 50 ml de tolueno en los tubos de centrífuga, se completa el volumen hasta 100 ml con la muestra de petróleo crudo, se homogeniza bien la mezcla y se procede a introducir los tubos cuidadosamente en la centrífuga para luego leer el valor. La centrifugación ha demostrado ser un método eficaz en la separación de emulsiones y suspensiones; es por tanto recomendable utilizar este método como alternativa al método de destilación, dado que en determinados productos podría este último producir alteraciones en la composición o favorecer la precipitación de otros componentes que no son el objeto de este análisis. (Hernández, 2009)

- **Determinación de azufre**

Es importante porque la complejidad y costos de la operación en refinerías se incrementan proporcionalmente con el aumento del contenido de azufre en el crudo. Las cantidades presentes en crudo varían desde 0 a 5 % m/m. Los compuestos de azufre además de su carácter corrosivo, poseen un olor sumamente desagradable, indeseable en los productos del petróleo.

Mientras más azufre contenga el crudo, mayor será el costo de refinamiento y por lo tanto mientras más azufre contenga el crudo, menor será su precio. De acuerdo al contenido de azufre, el petróleo puede clasificarse en petróleo dulce (Sweet Crude Oil) y petróleo agrio (Sour Crude

Oil). El petróleo dulce tiene menos de 0,5% de contenido sulfuroso, mientras que el petróleo agrio tiene al menos 1% de contenido sulfuroso.

Generalmente, los métodos más usados para la determinación de azufre son combustión y por fluorescencia de rayos X. Los métodos de combustión comienzan por una combustión del producto, que determina una oxidación del azufre a SO_2 y SO_3 . Los métodos que producen sólo SO_2 son los métodos llamados de horno de inducción, que no difieren más que en el tipo de horno utilizado. El producto se calienta a una temperatura superior a los $1.300\text{ }^\circ\text{C}$ en una corriente de oxígeno para producir la transformación en SO_2 el cual se mide por un detector de infrarrojos. En los métodos que producen SO_2 y SO_3 (donde se valora todo el azufre), los óxidos de azufre producidos en la combustión se convierten, antes de su detección, bien en ácido sulfúrico por borboteo en agua oxigenada o bien en sulfatos.

La determinación de azufre se efectúa según la norma ASTM D 4294. Actualmente se utiliza la técnica de quimiluminiscencia. La radiación característica derivada a partir de una fuente de Rayos X, es comparada con la de muestras patrón, cuyo contenido de azufre (% en peso) es conocido. (Wauquier, 2004)

- **Viscosidad**

Es una medida de la resistencia a fluir de un líquido. La unidad física de viscosidad dinámica es el pascal-segundo ($\text{Pa} \times \text{s}$), que corresponde exactamente a $1\text{ N} \times \text{s}/\text{m}^2$ o $1\text{ kg} / (\text{m} \times \text{s})$. La viscosidad de los crudos varía ampliamente desde fluidos como el agua, hasta sólidos que no pueden movilizarse sin calentamiento. Una baja viscosidad indica generalmente alto rendimiento en nafta o diesel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, pero en ningún caso es indicativo de calidad. El parámetro de viscosidad se utiliza en el diseño de tuberías de yacimientos y los ductos y

bombas entre el almacenaje en refinerías y las instalaciones de procesamiento.

Existen diferentes métodos de laboratorio para determinar este parámetro, y se trabaja a distintas temperaturas, teniendo en cuenta que el flujo del fluido sea constante y no obture los tubos.

Actualmente se utiliza más la viscosidad cinemática (ASTM D 445), pues existe una relación lineal entre el logaritmo del inverso de la temperatura y el logaritmo de la viscosidad a dicha temperatura, que permite inferir datos teóricamente, si se tienen dos puntos de dicha recta (Ley de Walther).

La viscosidad cinemática se determina con pipetas viscosimétricas que se suspenden directamente en un baño de temperatura constante. La serie de pipetas cubre un amplio rango de viscosidad. Estas pipetas tienen mayor exactitud, usan una pequeña cantidad de muestra, pero deben estar bien calibradas.

Los métodos más tradicionales son:

- ✓ La viscosidad SAYBOLT UNIVERSAL, es el tiempo medido en segundos para el flujo de 60 ml de muestra contenida en un tubo, a través de un orificio calibrado, a temperatura constante.
- ✓ La viscosidad SAYBOLT FUROL, es determinada exactamente igual, salvo que el orificio es mayor pues es para líquidos más viscosos.

Existen factores de conversión a través de tablas para la transformación de una viscosidad a otra (Hernández, 2009).

- **Sales**

El agua que acompaña al crudo usualmente contiene sales disueltas en concentración variable. La sal predominante es el cloruro de sodio, por lo tanto la salinidad se determina con base en este compuesto y se expresa

generalmente en la industria petrolera, como libras de sal por cada mil barriles de crudo. Una de las principales razones por la cual el análisis de salinidad es importante es la de cumplir con los requerimientos de transporte y venta, ya que generalmente los oleoductos y refinerías admiten contenidos de sal bajos, que oscilan entre 10 – 20 libras de sal por cada 1000 barriles de crudo, debido a la acción corrosiva y posteriores daños que generan las altas concentraciones de sal en el fluido.

Existen varios métodos para la determinación de sal en el crudo. Entre éstos se pueden mencionar, los métodos volumétricos y los métodos potenciométricos. Los métodos volumétricos consisten en formar una emulsión entre un volumen determinado de la muestra de crudo y un volumen determinado de agua destilada, con el fin que exista una transferencia del contenido salino del crudo a esta última. Para esto se utiliza un cilindro metálico provisto con un émbolo, con el cual se logra crear la emulsión mediante agitación y calentamiento continuo.

Posteriormente mediante el uso de la centrífuga se busca retirar por medios físicos las fases que intervienen en la emulsión, para obtener la solución acuosa con el contenido salino, y por medio de una titulación se calcula la cantidad de sal presente en dicha solución. De acuerdo a esta concentración y conociendo los volúmenes de agua y crudo utilizados en el desarrollo de la práctica, se calcula la cantidad de sal presente en el crudo, en las unidades correspondientes.

Por otro lado, los métodos potenciométricos se basan en la medida del potencial eléctrico (respecto a una referencia) de un electrodo sumergido en la disolución problema, a partir de la cual es posible establecer la concentración de la misma directa o indirectamente. Actualmente se utiliza el método ASTM D 3230 que es un método potenciométrico. (Hernández, 2009).

2.3.4 Tanque atmosférico de techo flotante

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto que se usará posteriormente, y/o se comercializara.

Los tanques de techo flotante fueron desarrollados para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, y así reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación), y consecuentemente, la contaminación del ambiente; al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables. Este tipo de tanques es principalmente usado por almacenes cercanos a la presión atmosférica, y se emplea para almacenar productos muy volátiles como lo son: alcoholes, gasolinas y combustibles en general. (Isaac, 2005)

2.3.5 Oleoductos

Si se desea transportar el crudo hacia alguna mediana o corta distancia se utiliza un oleoducto. Éstos han dado respuestas satisfactorias para transportar grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extra pesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicados a corta, mediana o también en algunos casos largas distancias en un mismo país o países vecinos.

Éstos, demandan enormes inversiones de capital para su construcción, pero los costos operativos de mano de obra y mantenimientos son relativamente bajos. Lo relevante es que transportan el crudo ininterrumpidamente 24 horas al día, salvo desperfectos o siniestros

inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer en igualdad de condiciones.

Además no sólo facilitan el transporte terrestre, sino que también se utilizan oleoductos subterráneos para llevar a tierra la producción de yacimientos ubicados costa afuera, y a veces a grandes distancias como en el lago de Maracaibo, el golfo de México, el mar del Norte y otras áreas. Varios oleoductos conectados entre sí pueden formar un sistema o red cuyo servicio de transporte se utiliza local, regional, nacional e internacionalmente.

El oleoducto está formado por varios tubos de acero unidos, y tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 150 mm y 915 mm. La velocidad estimada del crudo dentro de los oleoductos es de 5 km/h. (Barberii, 2001)

2.3.6 Aforo

El aforo de tanques consiste en medir el nivel del líquido, toma de temperaturas y toma de muestras en el tanque antes de la carga. Los procedimientos para la medición de niveles, temperatura y toma de muestras deben realizarse de acuerdo a lo descrito en los capítulos 3, 7 y 8 del MPMS - API (Manual of Petroleum Measurement Standards) vigentes; y los resultados del aforo de los tanques de tierra tienen una validez máxima de cuatro horas, antes del inicio de la carga, si se excede este lapso se debe repetir la aforación.

A continuación, se describen los métodos a de utilizar para medir el contenido de los tanques, siendo utilizadas para llenar la forma: "CERTIFICADO DE MEDIDAS DE TANQUES (SHIPS ULLAGE REPORT)". Estos métodos se basan en la designación ASTM: D 1085; API Standard 2545.

- **Método de Medición Directa:** Este método debe usarse para el aforo de tanques de techo flotante y para la medición de los residuos en los tanques de un buque antes de la carga y después de la descarga. Este método puede también usarse para determinar la altura del agua de fondo en cualquier tipo de tanque o compartimento de tanque, siempre y cuando los residuos sean lo suficientemente fluidos para permitir el paso de la plomada hasta el fondo del tanque o hasta la placa de nivel cero.

Se baja la cinta plomada dentro del líquido, manteniendo siempre en contacto el borde de la boca de aforo con la cara lisa de la cinta (sin graduaciones), hasta que la plomada se encuentre a corta distancia del fondo. Luego se baja lentamente la cinta hasta que la plomada apenas toque el piso. Se saca la cinta y se lee la cantidad de cinta mojada con aproximación de 1/8". Se asienta esta lectura en la hoja de control, usando la línea de nivel de líquido, bajo la opción que indica primera medida. Se repite la operación y se asienta la lectura en la misma hoja, usando la misma línea nivel de líquido, pero bajo el encabezamiento de segunda medida; si las dos cifras no resultan iguales, se repite la operación hasta que dos lecturas coincidan, y éstas últimas deben ser los aforos enviados a la oficina de control en la hoja respectiva. Las medidas que mostraron diferencias se desechan.

- **Método de medición indirecta:** Este método se usará para el aforo de tanques con techo fijo y para el aforo de buques después de la carga y antes de la descarga. También debe usarse para obtener niveles de residuo y agua de fondo en los tanques.

Se baja la cinta plomada lentamente dentro del tanque manteniendo siempre en contacto la cara lisa de la cinta con el borde de la boca de

aforo o del tubo de medidas, hasta que la plomada penetre el líquido. Luego se sostiene la cinta en reposo hasta que la plomada cese de oscilar, y se baja la cinta muy lentamente deslizándola sobre el punto de referencia hasta que una porción se moje. Se continúa bajando la cinta con mucho cuidado hasta que la misma pulgada y fracción de pulgada que aparece marcada en la profundidad de referencia, aparezca en la cinta en perfecta coincidencia con el punto de referencia.

Se asienta esta lectura de la cinta. Se extrae la cinta y se asienta su lectura mojada con aproximación de 1/8". Ambos asientos se hacen en la hoja de control, usando las líneas previstas bajo el encabezado de primera medida. Se limpia la cinta, y se procede a efectuar una segunda operación completa de medida. Para esta operación se baja la cinta como antes hasta que una porción de ella se moje, pero en este caso se continúa bajando la cinta lentamente hasta que la marca de una pulgada entera coincida con el nivel de referencia. Se asienta esta lectura de la cinta y se procede a extraer la cinta y asentar su lectura mojada con aproximación de 1/8". Ambos asientos se hacen en la hoja de control, usando las líneas previstas bajo el encabezado de segunda medida.

El operador luego deberá completar los cálculos exigidos en la hoja de control, para asegurarse de que el nivel de líquido es igual en la primera y segunda medida. Si no se obtiene este resultado, deben practicarse nuevos aforos hasta que el nivel de líquido sea el mismo en ambas medidas, siendo éstos los que deben enviarse a la oficina en la hoja de control. Las medidas que mostraron diferencias se desechan.

Para la medición de la temperatura del crudo almacenado en los tanques, es importante considerar las condiciones de nivel en las cuales se

encuentra el recipiente para así determinar el número de mediciones que se hará de acuerdo con lo especificado en la tabla 2.1 (Aguirre, 2011)

2.3.7 Calibración de tanques

La determinación del volumen contenido en un tanque o recipiente es una actividad que requiere la consideración y análisis de múltiples datos vinculados tanto a las propiedades del producto almacenado, al diseño del equipo que lo contiene como al procedimiento de medición utilizado. Cuando los volúmenes son pequeños, la densidad conocida y constante, es frecuente determinar estos valores en forma gravimétrica, por diferencia de pesadas conocer la cantidad existente; cuando los volúmenes a manejar son considerables debe recurrirse a otros métodos de medición.

Tabla 2.1 Número de tomas de temperatura según el nivel del tanque.

Profundidad del líquido en el tanque	Numero de tomas de temperatura	Nivel de profundidad para toma de temperatura
Mayor de 15 pies	Tres	Tope: A 1/6 de la superficie del líquidos. Centro: En la mitad del nivel del líquido. Fondo: A 5/6 por debajo de la superficie.
Entre 10 y 15 pies	Dos	Tope: A 1/6 de la columna total de líquido por debajo del nivel del líquido. Fondo: A 1/6 de la columna total de líquido por encima del fondo.
Menos de 10 pies	Una	Centro: En la mitad del nivel del líquido.

Al procedimiento de medición del volumen contenido en un recipiente o tanque de almacenaje para diferentes niveles de llenado, se le conoce con el nombre de calibración. La calibración consiste en obtener una función que permita determinar en todo momento cual es el contenido del tanque por unidad de altura líquida con el grado de certidumbre o tolerancia, fijada como aceptable, esto es, encontrar la función:

$$V = f (H) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$A = V / H \quad (\text{Ec. 2.3})$$

H = altura o nivel de líquido medido, expresada normalmente en mm.

V = volumen contenido en el equipo, en litros o m³.

A = apreciación (volumen por unidad de altura líquida) en litros o m³ / mm.

Esta función permite calcular las tablas de calibración y /o desarrollar un programa que permita obtener el dato a partir del parámetro de entrada.

Este procedimiento, exige el conocimiento de múltiples variables, siendo éstas:

- 1. Del fluido:** Densidad, temperatura, viscosidad, presencia de otras fases, tendencia a la formación de espumas o sedimentos, color, volatilidad, corrosividad, etc.
- 2. Del tanque o recipiente:** Forma geométrica, posición de trabajo (vertical, horizontal, inclinado), tipo de fondo, con o sin aislación, mecanismos de desgaste presentes (corrosión, abrasión y pérdidas de espesores), deformaciones presentes en el fondo y envolvente, inclinación respecto del eje vertical, temperaturas ambientes (máximas, mínimas), lugar de emplazamiento (cielo abierto, o bajo techo), presencia de agitadores, serpentines de calefacción, tipo de techo, fijo, flotante, accesibilidad, etc.

3. De la instrumentación: Aquí es fundamental la forma en la que se mide el nivel del líquido en el tanque. Puede hacerse en forma manual mediante cinta o varilla graduada de acero, detectando el nivel de líquido o el espacio vacío entre el punto de referencia y la superficie libre del producto. Este método no permite conocer el nivel de manera continua. Existen finalmente los elementos de medición automática de nivel que pueden ser: medidores a flotador con accionamiento mecánico, medidores eléctricos servoperados, medidores a radar, ultrasónicos o medidores hidrostáticos, o simplemente indicadores ópticos de nivel por vasos comunicantes. Con estos sistemas es posible conocer de manera continua el nivel del producto y con un grado apreciable de exactitud; de esta forma se eliminan o minimizan los errores atribuibles al operador que efectúa la lectura. Otra variable muy importante a medir es la temperatura del producto y adquiere mayor relevancia cuando los volúmenes almacenados son muy grandes como es el caso de los tanques API. Esta determinación es esencial para poder efectuar las correcciones de volúmenes debido a los cambios de densidad. Aquí también se puede efectuar mediciones manuales con termómetros de tensión de mercurio o digitales portátiles o bien tener una medición continua a través de termoresistencias o termocuplas. Con relación a esta medición las Normas API recomiendan que si un tanque tiene más de 3,05 m de altura de líquido, la medición se efectúe en los puntos medios de los tercios superior, medio e inferior del producto. Con estos datos se debe promediar el valor. Si la altura fuese menor a 3,05 m, basta con tomar una sola lectura en el punto medio de la columna líquida. En cualquiera de los casos deberá tratarse de obtener un valor representativo de la masa líquida almacenada.

La importancia de este tema y la cantidad de aspectos a evaluarse hizo que el procedimiento de calibración no fuese manejado a libre juicio de las partes interesadas sino que fuese reglamentado a través de normas de ingeniería que establecen los criterios, metodología y consideraciones a efectuarse en cada caso; siendo los estándares más conocidos los desarrollados por la Organización Internacional de Estandarización (ISO), el Instituto del Petróleo (IP) y el Instituto Americano del Petróleo (API), que son aplicables a diferentes tipos de tanques y recipientes. Existen básicamente dos métodos de calibración, pero puede usarse un tercero que es combinación de los anteriores, siendo éstos:

1. **Método volumétrico:** Consiste en determinar de manera directa la capacidad del equipo mediante el llenado progresivo con una cantidad de líquido conocida (patrón) proporcionada desde uno o varios tanques calibrados. De manera inversa, la calibración puede efectuarse también vaciando el tanque progresivamente hacia el o los tanques patrones y midiendo el volumen extraído. En cada alimentación o vaciado, se registra el nuevo nivel ocupado y el volumen correspondiente, así como también se registra la temperatura durante el ensayo. En el procedimiento se usa generalmente agua, dada su baja volatilidad y bajo coeficiente de expansión volumétrica, por lo que se requiere de grandes cantidades de agua suficiente y de patrones con trazabilidad, pudiendo éstos ser de diferentes capacidades (50 L a 3000 L). Es éste un procedimiento muy exacto pero que requiere de tiempos largos en caso de tanques o recipientes de gran capacidad. Este método se usa tanto en tanques como recipientes a presión de cualquier tipo y capacidad y se aplica también en los casos siguientes:
 - Tanques y recipientes muy pequeños o inaccesibles.

- Equipos de forma geométrica muy irregular.
- Tanques y recipientes con deformaciones o inclinaciones fuera de tolerancia.
- Equipos no posibles de calibrar por el método geométrico.

2. Método geométrico: Consiste en determinar directa e indirectamente las dimensiones internas y externas del equipo y el volumen correspondiente. Esto quiere decir que bajo ninguna circunstancia se podrá efectuar el cálculo de volumen en planos de ingeniería de detalles con los que se construyó el equipo, pues hacerlo conduciría a importantes errores. Solamente las mediciones sobre el equipo físico real tal cual está construido y ensayado se consideran como válidas. Este método se aplica a tanques y recipientes a presión de cualquier tipo y capacidad, especialmente en aquellos de grandes volúmenes.

3. Método Combinado: Este procedimiento es una mezcla de los anteriores, se aplica para determinar por el método geométrico, el volumen correspondiente al envolvente (Shell) del tanque y por el volumétrico, conocer la capacidad correspondiente a los fondos del equipo. El procedimiento se aplica cuando el fondo del tanque no puede ser calculado con exactitud debido a su forma irregular o bien porque presenta deformaciones que dificultan el calibrado geométrico pudiendo inducir errores no aceptables.

La operación de calibración y su certificación incluye en general los siguientes datos:

- Plano de ingeniería conforme a obra, indicando las medidas reales, en el plano vertical y horizontal tanto del envolvente como del fondo.
- Altura de referencia, respecto a la cual se determinan los niveles de llenado.
- Los instrumentos de medición de nivel, sus tolerancias, alcances, etc.

- Capacidad nominal del tanque o recipiente y el límite inferior de exactitud de la medida.
- Menor volumen mensurable, correspondiente a la medición manual o automática.
- Tablas de calibración $V = f(H)$ y su apreciación en L/mm o m^3/mm .
- La temperatura y densidad de referencia.
- El máximo error permitido en la determinación de los datos que integran la tabla.
- El método de calibración empleado y su estándar de aplicación.
- Las correcciones por los efectos de la presión hidrostática y la temperatura sobre las dimensiones principales del tanque.
- Período de validez de la calibración. (Alderetes, 2004)

2.3.8 Cálculo del volumen neto estándar del petróleo crudo en reposo

Los pasos a seguir para la determinación de las cantidades totales en los tanques ubicados en tierra son los siguientes:

a) Volumen total observado (TOV): Es la medida total del volumen del petróleo a una temperatura determinada. Se lee en la tabla de calibración del tanque, a partir de la medida obtenida en pies, del nivel de producto en el recipiente, mediante el aforo del tanque.

b) Agua libre (FW): Se refiere a la medida de agua libre en el tanque, la cual es medida con la cinta plomada y una pasta denominada pasta para agua, y posteriormente se cuantifica su valor en barriles, mediante las tablas de calibración del tanque.

c) Factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh): Cualquier tanque, sujeto a cambios de temperatura también cambia su volumen. Asumiendo que el tanque ha sido calibrado de acuerdo al MPMS-API (Manual of Petroleum Measurement Standards), éstos tienen

tablas de calibración, basados en una temperatura específica de la pared del tanque. Si la temperatura medida de la pared del tanque difiere de la temperatura de la pared en la tabla de capacidades, el volumen obtenido en esta tabla debe ser corregido a esta temperatura observada. El factor de corrección por efecto de la temperatura ambiente, en la pared del tanque, viene dado por la siguiente ecuación:

$$CTSh = 1 + 2 \times \alpha \times \Delta T + \alpha^2 \times \Delta T^2 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

CTSh = factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque.

α = coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque (1/ °F)
(Ver tabla 2.2)

ΔT = temperatura de la pared del tanque (TSh) menos la temperatura base (Tb) = (TSh – Tb) (°F)

La temperatura base (Tb) es la temperatura de la pared del tanque mediante la cual se realizan los cálculos de las tablas de capacidad del tanque. La temperatura base normalmente es 60 °F ó la que indica la tabla de capacidad o calibración del tanque.

Tabla 2.2 Coeficiente lineal de expansión térmica

Tipos de acero	Coeficiente lineal de expansión térmica	
	(1/ °F)	(1/ °C)
Acero al carbón	0,00000620	0,0000112
Acero inoxidable tipo 304	0,00000960	0,0000173
Acero inoxidable tipo 316	0,00000883	0,0000159
Acero inoxidable tipo 17-4PH	0,00000600	0,0000108

Para tanques sin aislamiento, la temperatura de la pared del tanque (TSh) se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$TSh = \frac{(7 \times T1) + Ta}{8} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

TSh = temperatura de la pared (°F)

T₁ = temperatura del líquido en el tanque (°F)

T_a = temperatura ambiente (°F)

La medida de la temperatura ambiente debe realizarse a un metro de la pared del tanque.

d) Factor de corrección por techo flotante (FRA): Está referido al peso que ejerce el techo sobre el líquido. Para determinarlo se emplea la tabla 5A de la norma API, capítulo 11 (Ver Tabla A.12), junto con la información que aparece en la tabla de calibración de los tanques de crudo, y se suma o se resta el volumen total observado, dependiendo de la diferencia existente entre la gravedad API observada y la gravedad API a la que se calibró el tanque.

e) Volumen bruto observado (GOV): Se refiere a la cantidad de crudo presente en los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, tomando en cuenta el agua libre presente en los tanques y las correcciones por techo flotante y por efecto de la temperatura en la pared del tanque. Este factor se determina mediante la siguiente ecuación:

$$GOV = [(TOV - FW) \times CTSh] \pm FRA \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

GOV = volumen bruto observado. (Bbls)

TOV = volumen total observado. (Bbls)

CTSh = factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque.

FRA = factor de corrección de techo flotante. (Bbls)

FW = agua libre (Bbls)

f) Factor de corrección de volumen (VCF): Este factor se obtiene de las tablas de corrección de volumen por temperatura establecida en la norma API capítulo 11. (Ver Tabla A.13). Para el caso del petróleo crudo se encuentra en la tabla 6 A, y depende de la temperatura observada y de la gravedad API del producto a las condiciones estándar de 60 °F y 1 atm de presión.

g) Cálculo del volumen bruto estándar (GSV): Es el volumen real total corregido por el respectivo factor de corrección de volumen (VCF), para ajustar el volumen del líquido a la temperatura observada, a un volumen de líquido a la temperatura estándar de 60 °F. Este volumen se determina mediante la siguiente ecuación:

$$GSV = GOV \times VCF \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

GSV = volumen bruto estándar. (Bbls)

GOV = Volumen grueso o bruto observado (Bbls)

VCF = factor de corrección por volumen

h) Volumen neto estándar (NSV): Se calcula determinando el porcentaje de agua y sedimento (%A&S) contenido en el crudo, para luego transformarlo a barriles de agua y sedimento. Como sigue a continuación:

$$A\&S = \frac{\%A\&S \times GSV}{100} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Este volumen se determina mediante la siguiente ecuación:

$$NSV = GSV - A\&S \quad (\text{Ec. 2.9})$$

i) Volumen neto estándar final (NSV_E): Es el volumen neto transferido por cada recipiente de almacenamiento y se obtiene restando el volumen bruto estándar de apertura (GSV_A) menos el volumen bruto estándar de cierre (GSV_C) del mismo tanque en una transferencia.

j) Peso neto estándar en toneladas métricas (TMBE): el volumen neto estándar final (NSV_E) de cada recipiente de almacenamiento de la planta se transforman en toneladas métricas, multiplicado dicho volumen por el factor de densidad, empleando la tabla 13 de la American Petroleum Institute (Ver Tabla A.14) a partir de la gravedad API estándar de cada recipiente obtenida mediante análisis de laboratorio. Así se tiene que el peso neto estándar del producto en toneladas métricas es igual a:

$$TMBE = \text{Coef. TM} \times NSVE \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

TMBE= peso neto estándar en toneladas métricas

Coef. TM = Coeficiente en toneladas métricas obtenido de la tabla API 13.

NSV_E = Volumen neto estándar final.

Los pasos a seguir para la determinación de las cantidades totales en los tanques ubicados en buque son los siguientes:

a) Cálculo del volumen bruto observado (GOV): Para los tanques del buque, se obtienen el volumen de agua libre (FW) y el volumen total observado (TOV) a través de las tablas de calibración de los mismos. De esta manera se tiene:

$$GOV = TOV - FW \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

GOV = volumen bruto observado (Bbls)

TOV = volumen total observado (Bbls)

FW = agua libre (Bbls)

b) Factor de corrección por asiento (*Trim*): Se aplica para compensar el cambio de nivel del líquido con respecto a la posición longitudinal del buque, que no es horizontal. Se encuentra en las tablas de calibración del tanque del buque y generalmente es una corrección a la medida de nivel de vacío (*ullage*) o del nivel de llenado (*innage*), observado en los tanques y se emplea para ajustar el factor TOV.

c) Factor de corrección por escora (*List*): Se aplica para compensar el cambio de nivel del líquido debido al plano vertical del buque, que no es perpendicular al plano horizontal. Al igual que el factor de corrección por asiento se encuentra en las tablas de calibración del buque generalmente es una corrección de la medida de nivel de vacío (*ullage*) o de nivel de llenado (*innage*), observado en los tanques y se emplea para ajustar el factor TOV.

d) Volumen de agua libre (FW): El volumen del FW se obtiene de las tablas de capacidad (calibración) del buque, y se obtiene entrando en las tablas con las medidas de aforo o de sondeo de los tanques (del *innage* o del *ullage*) del FW. Tal como cualquier líquido en un tanque del buque, los volúmenes de agua libre (FW) están sujetos a los efectos de corrección por asiento y escora, y se aplicarán las correcciones previamente referidas a los volúmenes de agua libre (FW)

e) Volumen bruto estándar (GSV): El volumen bruto estándar se obtiene multiplicando el volumen bruto observado por el factor de corrección de volumen. (Ec. 2.7)

f) Factor de experiencia del buque (VEF): Este es un factor empleado para compensar los posibles errores cometidos durante las mediciones de nivel y temperatura en los tanques del buque. Se obtiene a partir de la data recopilada en los diversos cargamentos que ejecuta un determinado buque, bien sea cargando o despachando producto en varios terminales marítimos, tomando en cuenta la precisión obtenida en cada medición realizada. Esta precisión se ve afectada por factores como el clima, inclinación del buque, capacidad del cargamento, entre otros. De esta manera se corrige cualquier error o imprecisión existente aplicando el factor de experiencia al volumen total cargado al buque, mediante la siguiente ecuación:

$$TRV_{Ajust} = \frac{TRV_{buque}}{VEF} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

TRV_{ajust} = volumen total corregido cargado al buque (Bbls)

TRV_{buque} = volumen total neto cargado al buque (Bbls)

VEF = factor de experiencia del buque

El factor de volumen (VCF) de cada recipiente depende directamente de la temperatura de cada tanque y de la gravedad API del cargamento. Para determinar su valor se calcula el coeficiente de toneladas métricas brutas mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Coef. TMB} = \frac{TMBE}{NSV} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

Coef. TMB = coeficiente de toneladas métricas brutas.

TMBE = peso neto estándar total en toneladas métricas (TM)

NSV = Volumen total neto estándar en todos los tanques. (Bbls) (API, 2001)

2.4 Balance de masa

Una de las leyes básicas de la física es la ley de la conservación de la masa. Esta ley, expresada en forma simple, enuncia que la masa no puede crearse ni destruirse (excluyendo, por supuesto, las reacciones nucleares o atómicas). Por consiguiente, la masa total de todos los materiales que intervienen en el proceso debe ser igual a la de todos los materiales que salen del mismo, más la masa de los materiales que se acumulan o permanecen en el proceso.

Un balance de materia es una contabilización de material; en un proceso químico, la transformación de materias primas en los productos deseados habitualmente conlleva más de una etapa. El proceso suele constar de una serie de etapas de transformaciones intermedias que involucran, por ejemplo, reacción, separación, mezcla, calentamiento, enfriamiento, cambio de presión, reducción o aumento del tamaño de partícula, etc. Una vez que se han seleccionado las etapas individuales, es necesario interconectarlas para llevar a cabo la transformación global.



Figura 2.2 Figura genérica del diseño de un proceso químico

La ecuación general de balance de materia se fundamenta en el principio de conservación de la misma y se puede representar, para un sistema en particular, por medio de la siguiente ecuación general:

$$\text{Acumulación en el sistema} = \text{Entradas} - \text{Salidas} + \text{Generación} - \text{Consumo} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

La ecuación anterior puede ser simplificada según sea el caso en particular, por ejemplo si el sistema opera en un régimen permanente o

estado estacionario, no hay acumulación de materia y la ecuación 13 queda de la siguiente forma:

$$\text{Entradas} + \text{Generación} = \text{Salidas} + \text{Consumo} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Ahora si además no ocurren reacciones químicas en ese sistema, la ecuación 2.14 se reduce a:

$$\text{Entradas} = \text{Salidas} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Es importante establecer los límites del sistema o del equipo en particular donde se realizan los balances, para establecer así los diferentes flujos que entran y salen del mismo.

El desarrollo de modelos de balances de materia y energía es la base para la evaluación de procesos y la toma de decisiones en el diseño de nuevas plantas o modificaciones de las ya existentes. (Silva, 2007)

CAPITULO 3

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Caracterización de los crudos Merey 16 y Mesa 30 en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo.

Durante esta etapa del proyecto se le realizaron seguimientos a distintos cargamentos de crudo Merey 16 y de crudo Mesa 30; éstos fueron efectuados desde que el crudo salía de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, hasta que llegaba a los tanques de almacenamiento ubicados en los buques, permitiendo así evaluar todos los pasos y procedimientos necesarios para llevar a cabo el despacho de ambos productos, así como también permitió la toma de muestra de los tanques correspondientes a cada cargamento y la toma de muestra en líneas de descarga de ambos productos, para así proceder posteriormente a determinar la calidad de los cargamentos y los volúmenes totales transferidos. Los cargamentos que fueron evaluados en el terminal de almacenamiento y embarque de crudos José Antonio Anzoátegui (TAECJAA) se muestran en la tabla 3.1, en el periodo comprendido entre el mes de noviembre de 2010 hasta el mes de de marzo de 2011.

Los cargamentos de crudo evaluados en la planta tardaban aproximadamente 24 horas continuas, excepto cuando se presentaban malas condiciones ambientales, donde había que detener la carga por algunas horas hasta esperar que el clima mejorara, para así evitar cualquier accidente. El largo tiempo de carga se debía a las tasas de flujo empleadas, las cuales variaban desde 20.000 Bbls/h hasta 40.000 Bbls/h debido a la capacidad de operación de las bombas. Gracias a esto muchos de los

cargamentos estudiados se realizaban en la madrugada y a veces los fines de semana, y para lograr estar en el terminal durante todo el desarrollo de los mismos era necesario contar con la permisología respectiva.

De esta manera se procede a describir la metodología desarrollada para la ejecución del primer cargamento de crudo del buque Olinda con capacidad de 300.000 Bbls en el TAECJAA.

3.1.1 Aforación de tanques de almacenamiento

Antes de comenzar el traslado del crudo desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, se deben tomar las medidas de nivel y temperatura iniciales de cada tanque involucrado en la transferencia, lo cual se realiza nuevamente al finalizar el despacho del producto de cada recipiente.

Para el aforo del tanque de crudo Merey TA1-T-04 primeramente se tomó como nivel de referencia el indicado por el panel de la sala de control que correspondía al valor de 48,50pies. Luego en compañía del operador de campo, el inspector independiente y el inspector del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) se acudió al tanque de crudo y desde la boca del aforo se introdujo la cinta de medición a la cual se le aplicó previamente la pasta para detección de nivel de agua en la plomada de medición; seguidamente se dejó deslizar hasta que la plomada de medición tocara el fondo del tanque; y por último se retiró la cinta del tanque para leer los valores de niveles de crudo y agua. Este procedimiento fue repetido hasta que se obtuvieron dos lecturas iguales consecutivas de nivel de crudo, correspondiendo este valor a 48' 5 1/2" y a 0' 0 0/0" para el caso del agua en el tanque.

Tabla 3.1 Cargamentos de Crudo Meroy 16 y Mesa 30 estudiados

N°	Fecha	Buque	Capacidad nominal (Bbls)	Tanque	Línea succión	Línea descarga
1	19/11/2010	Olinda	300.000	TA1-T-04/ TA1-T-12/ TA1-T-18/ TA1-T-19	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-212- BA1
2	29/11/2010	Olinda	600.000	TA1-T-13/ TA1-T-14/ TA1-T-15	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
3	09/12/2010	Olinda	600.000	TA1-T-19/ TA1-T-18/ TA1-T-03	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-214- BA1
4	16/12/2010	Olinda	600.000	TA1-T-19/ TA1-T-18/ TA1-T-12	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-214- BA1
5	21/12/2010	Voyager	400.000	TA1-T-04/ TA1-T-19	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-212- BA1
6	28/01/2011	Olinda	650.000	TA1-T-16/ TA1-T-11/ TA1-T-13	60"-P- TA1- 126-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
7	30/01/2011	Ocean Elegance	550.000	TA1-T-16/ TA1-T-11/	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
8	31/01/2011	Voyager	600.000 (Meroy)	TA1-T-04/ TA1-T-18/ TA1-T-12	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
			300.000 (Mesa)	TA1-T-10/ TA1-T-11	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-214- BA1
9	03/02/2011	Georgios	480.000	TA1-T-16/ TA1-T-10	60"-P- TA1- 126-AA1	36"-P- TA1-214- BA1
10	03/02/2011	Amalthea	550.000	TA1-T-19/ TA1-T-18	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-211- BA1

**Tabla 3.1 Cargamentos de Crudo Merey 16 y Mesa 30 estudiados
(continuación)**

N°	Fecha	Buque	Capacidad nominal (Bbls)	Tanque	Línea succión	Línea descarga
11	14/02/2011	Olinda	600.000	TA1-T-11/ TA1-T-13/ TA1-T-16	60"-P- TA1- 126-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
12	23/02/2011	Koa Spirit	550.000	TA1-T-19/ TA1-T-12	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
13	27/02/2011	Olinda	350.000	TA1-T-03/ TA1-T-12	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
14	28/02/2011	Leyka	550.000	TA1-T-19/ TA1-T-18	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
15	03/03/2011	United Honor	550.000	TA1-T-04/ TA1-T-03	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
16	03/03/2011	Georgios	500.000	TA1-T-13/ TA1-T-10	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1

Para tomar la temperatura del tanque TA1-T-04 se empleó un termómetro digital denominado *thermoprobe* (Ver anexo B, figura B.2) considerando el nivel de crudo del tanque, para establecer cuantas mediciones de temperatura, se harían y a qué altura de acuerdo con la tabla 2.1. Luego se encendió el *thermoprobe* y se bajó la sonda hasta el nivel de

crudo contenido en el tanque, se esperó un corto periodo de tiempo a que se estabilizara la medición y se registró la primera medida observada que fue de 103,9 °F para el tope del tanque. Posteriormente se repitió la operación para el nivel medio y del fondo del tanque siendo las mismas 104,5 °F y 104,3 °F respectivamente, con estos tres valores de temperatura se obtuvo un promedio entre ellas presentando un valor de 104,2 °F.

El procedimiento se repitió para la obtención del nivel y temperatura final del tanque TA1-T-04, así como también para la obtención del nivel y temperatura inicial y final los tanques el TA1-T-12, TA1-T-18 y el TA1-T-19; y todos estos valores se encuentran reflejados en la tabla 3.2. Se procedió de igual forma para la obtención de los valores de nivel y temperatura inicial y final de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, involucrados en la transferencia de crudo para el resto de los cargamentos estudiados. (Ver Anexos C)

Tabla 3.2 Temperatura y nivel de los tanques de almacenamiento del TAECJAA obtenidos por aforo para el primer cargamento del buque Olinda

Tanque		TA1-T-04	TA1-T-18	TA1-T-12	TA1-T-19
Temperatura (°F)	Inicial	104,2	100,9	103,7	99,7
	Final	103,3	98,6	102,5	98,3
Temperatura ambiente (°F)	Inicial	97,0	82,8	81,9	75,8
	Final	79,9	80,4	96,5	90,2
Nivel de Crudo	Inicial	48' 5 1/2"	49' 0 5/8"	50' 4 1/2"	49' 10 5/8"
	Final	41' 8 5/8"	39' 0 3/8"	33' 5 3/4"	41' 2 3/4"
Nivel de agua	Inicial	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"
	Final	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"	0' 0 0/0"

3.1.2 Certificado de calidad del crudo

Previo al despacho del crudo se requiere realizar la certificación de los tanques que van a ser utilizados en el cargamento. Para realizar dicha certificación se toman tres muestras por niveles, del tanque a estudiar, las cuales son del tope, del centro y del fondo; estas muestras son llevadas al laboratorio del terminal donde se prepara una muestra compuesta; es decir, se mezclan las tres muestras y se obtiene una sola, a la cual se le realiza una serie de análisis para verificar que el crudo contenido en el tanque cumple con las especificaciones requeridas por el cliente. De esta manera el día 19 de noviembre de 2010 fueron tomadas las tres muestras correspondientes al tanque TA1-T-04, y fueron llevadas al laboratorio, donde se le practicaron los análisis de gravedad API, contenido de agua y sedimento, contenido de azufre, sales y H₂S. Para este momento el terminal contaba con un alto inventario de crudo Merrey 16, y las condiciones ambientales no eran favorables, lo cual estaba originando el derrame de los tanques, por tal razón para este cargamento se decidió despachar crudo de los cuatro tanques que para ese momento poseían un mayor nivel del mismo, siendo éstos: TA1-T-04, el TA1-T-12, TA1-T-18 y el TA1-T-19; este último fue certificado el día 20 de noviembre de 2010.

Los análisis realizados a las muestras compuestas de los diferentes tanques aseguraron el cumplimiento, de las especificaciones promedio del crudo Merrey 16, que fueron certificadas por el sistema de gestión de calidad, bajo la norma internacional ISO/IEC 17025:2005. En la tabla 3.3 se muestran los datos de las certificaciones realizadas a los diferentes tanques.

Tabla 3.3 Certificación de los tanques utilizados en el primer cargamento del buque Olinda

Tanque	TA1-T-04	TA1-T-18	TA1-T-12	TA1-T-19
%H₂O (%v/v)	1,038	0,863	0,913	0,488
%A&S (%v/v)	1,048	0,873	0,923	0,498
T (°F)	90,5	81,0	80,5	81,0
T_a (°F)	90,5	81,0	80,5	77,9
G (°API)	15,9	16,3	16,4	17,1
S (% m/m)	2,98	2,88	2,98	2,92
ρ_r	0,9567	0,9574	0,9567	0,9522
Fecha de muestra	19/11/10	19/11/10	19/11/10	20/11/10

Leyenda:

% H₂O = Porcentaje de agua (%v/v)

%A&S = Porcentaje de agua y sedimento (%v/v)

T = Temperatura (°F)

T_a = Temperatura ambiente (°F)

G = Gravedad API (°API)

S =Contenido de azufre (%m/m)

ρ_r = Densidad relativa, sustancia de referencia agua a 25 °C

3.1.3 Empaque de la línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merrey 16 desde los tanques de almacenamiento hasta los tanques del buque

Para dar inicio al despacho de crudo Merrey se debió ejecutar inicialmente el empaque de la línea P- TA1 –212 – BA1, para lo que se siguió el siguiente procedimiento:

- Se abrió la válvula, ubicada en el pie del tanque seleccionado para empaque de la línea de carga.
- Se abrió la válvula, ubicada en el múltiple del tanque seleccionado para empaque de la línea de carga.
- Se abrieron las válvulas de succión de las bombas seleccionadas para empaque de la línea de carga.

- Se verificó la apertura, de las válvulas de succión de las bombas seleccionadas.
- Se ventearon las bombas seleccionadas por el técnico de consola para la carga, abriendo la válvula de purga ubicada horizontalmente en la parte externa de la bomba, hasta observar salir crudo por la tubería de venteo.
- Se alineó la descarga de las bombas como sigue a continuación:

Alineación por la línea P- TA1 –212 – BA1:

- Se abrió la válvula de descarga de la bomba seleccionada que se conecta con la línea P – TA1 – 212 – BA1.
- Se abrió la válvula controladora de flujo 06 OP-FCV-04012-% salida A FCV – 04012 LINEA 212, ubicada en el área de mezcladores
- Se abrió la válvula 06 MV 04043 –SAL.MEZC.1B A 36-P-TA1-212, ubicada en el área de mezcladores.
- Se abrió la válvula 05 MV 11153 AISL/BLOQ, ubicada en la línea P - TA1 - 212 – BA1 en las trampas de salida.
- El técnico de consola de tierra le informa al técnico de consola de plataforma, que proceda abrir la válvula 05MV-8167-CONEX. L. carga. puesto este plataforma norte, que interconecta las líneas 212 con 211 en el muelle este.
- Se abrió la válvula de retorno 05 MV 11167 AISL/BLOQ. LINEA 36- CR-IN-27, ubicada en la línea P - TA1 - 211 – BA1 en las trampas de salida.
- Se abrió la válvula 06MV-04011-CONEX.TRANSF. 36 – 212TRAS. 30-128., ubicada en el área de mezcladores.
- Se abrió la válvula 06MV-05XX2-T-XX/CAB. 30-P-TA1-128, ubicada en el múltiple del tanque seleccionado para recibir el desplazamiento de la línea.

- Se abrió la válvula 06MV-1XX1-ENTRADA / SALIDA- T – XX, ubicada en el pie del tanque seleccionado para recibir el desplazamiento
- Se esperó un tiempo aproximado de dos horas para garantizar el empaque total de la línea de carga hasta el muelle, con un volumen de 32.000 Bbls

3.1.4 Transferencia del crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento de tierra hasta los tanques de almacenamiento del buque

Antes de iniciar la transferencia del crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta el buque Olinda, se realizó una visita al mismo mientras se ejecutaba el proceso de aforación de los tanques de almacenamiento ubicados en el buque. En esta visita se escogieron los tanques de almacenamiento que se usarían para almacenar el crudo, siendo éstos el 2C, 5C y 8C. Seguidamente se procedió a introducir el instrumento de medición de nivel y temperatura en cada uno de ellos, lo cual se realizó con la finalidad de verificar que los tanques del buque se encontraran totalmente vacíos. Los resultados de dicha aforación están expresados en la tabla 3.4

Tabla 3.4 Nivel inicial de los tanques para el primer cargamento del buque Olinda

Tanque	Nivel de vacío (m)	Nivel de agua (m)	Barriles de crudo
2C	0,00	0,00	0,00
5C	0,00	0,00	0,00
8C	0,15	0,00	8,00

Una vez cumplidos todos los pasos anteriores se dio inicio al cargamento, siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

- Se confirmó la alineación desde el pie de tanque, succión y descarga de bombas hasta las trampas de salida y plataforma.

- Se confirmó la alineación en campo efectuadas por el técnico de consola.
- Se verificó la conexión de los brazos de carga de la plataforma al buque tanque, y abrieron las válvulas asociadas al múltiple de los brazos seleccionados para la carga de crudo Merey.
- Se abrió la válvula de bola de los brazos de carga seleccionados para la carga de crudo Merey.
- El técnico de consola de plataforma (Loading Master), notifica al buque tanque que abra sus múltiples (manifold).
- Se le confirmó al técnico de consola de la sala de control ubicada en tierra, que estaban alineados plataforma y buque para iniciar la carga del buque tanque.
- Se verificó en sala de bombas, que la bomba recibiera el comando de arranque que se envió desde la sala de control por el técnico de consola.
- Se arrancó el cargamento con la bomba secundaria A1-B-02E a un caudal mínimo de 7.000 Bbls/ h, indicado por el Supervisor de Turno en el plan de carga.
- Se incrementó el caudal hasta 11.500 Bbls/h, según como lo indicó el técnico de consola de plataforma (Loading Master).
- Se arrancó la bomba principal A1-B-01G después que se estabilizó el caudal en 10.000 Bbls/h, para incrementar el caudal hasta 21.000 Bbls/h según como lo indicó el técnico de consola de plataforma (Loading Master), debido a las malas condiciones ambientales que se presentaron en ese momento.
- Se cambió la bomba principal A1-B-01G por la bomba principal A1-B-01D, una vez estabilizado el caudal en aproximadamente en 21.000 Bbls/h.

Se inició la transferencia de crudo al buque con el tanque TA1-T-04, dicha transferencia duró aproximadamente 2,5 horas, luego se pasó a transferir del tanque TA1-T-18, el cual estuvo en operación durante 5 horas; seguidamente se pasó a utilizar el tanque TA1-T-12 por un lapso de 4 horas, para finalmente pasar al tanque TA1-T-19 el cual duro un periodo de 5 horas. Para finalizar el cargamento se siguieron los siguientes pasos:

- Se disminuyó el caudal una vez confirmado por el técnico de consola de plataforma (Loading Master), que el buque tanque le faltan aproximadamente unos 32.000 barriles, bajando el caudal en forma de rampa descendente y apagando las bombas de acuerdo al caudal que vaya requiriendo.
- Se reduce el caudal del cargamento a 10.000 Bbls/h, parando la bomba principal.

Por último, al culminar el cargamento se realizó nuevamente el aforo de los tanques de almacenamiento para tomar las medidas finales, tanto de los tanques ubicados en tierra como de los tanques de los buques. Los valores de la aforación final de los tanques de tierra están expresados en la tabla 3.2, mientras que para los tanques de los buques están expresados en la tabla 3.5

Tabla 3.5 Nivel y temperatura final para el primer cargamento del buque Olinda

Tanque	Vacio (m)	FW (Bbls)	TOV (Bbls)	Temperatura (°F)
2C	3,76	0,00	112.361,00	97,0
5C	2,99	0,00	117.122,00	96,8
8C	9,40	0,00	75.191,00	96,8

Donde:

FW = Agua Libre (Bbls)

TOV = Volumen total observado (Bbls)

3.1.5 Toma de muestra en línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16

Durante toda la transferencia de crudo de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra a los tanques de almacenamiento ubicados en el buque, se tomaron muestras de crudo de la línea P- TA1 –212 – BA1, cada 2 horas, dichas muestras eran llevadas al laboratorio del terminal para ser analizadas y comparadas con los valores obtenidos de las muestras de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra. A estas muestras se le realizaron los análisis de gravedad API, contenido de agua, contenido de agua y sedimento. El análisis de contenido de azufre no se realiza a estas muestras, debido a que por lo general no existen diferencias entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento ubicados en los buques, y por ello esta propiedad no es fuente de reclamos. En la tabla 3.6 se observan los resultados de los análisis realizados a dichas muestras para el primer cargamento del buque Olinda.

Tabla 3.6 Propiedades de calidad de las muestras tomadas en línea para el primer cargamento

Muestra	1	2	3	4	5	6	Comp.
% H ₂ O (%v/v)	0,988	1,013	0,938	0,938	0,938	0,488	0,638
%A&S (%v/v)	0,998	1,023	0,948	0,948	0,948	0,498	0,648
T (°F)	79,0	74,0	77,0	77,0	77,0	84,0	76,5
T _a (°F)	79,1	75,1	77,2	77,2	77,2	84,0	76,5
G (°API)	16,2	16,3	16,1	16,1	16,1	17,1	17,1
ρ _r	0,9580	0,9574	0,9587	0,9587	0,9587	0,9522	0,9522
Hora	20:10	23:04	01:30	04:00	06:00	08.10	08:30
Fecha	19/11/10	19/11/10	20/11/10	20/11/10	20/11/10	20/11/10	21/11/10

Leyenda:

% H₂O = Porcentaje de agua (%v/v)

%A&S = Porcentaje de agua y sedimento (%v/v)

T = Temperatura (°F)

T_a = Temperatura ambiente (°F)

G = Gravedad API ($^{\circ}$ API)

ρ_r = Densidad relativa

Comp. = Muestra compuesta de los tanques ubicados en los buques

Este procedimiento de toma de muestra fue realizado a lo largo de todos los cargamentos estudiados y sus resultados se presentan en el Anexo C.

De igual forma al finalizar el cargamento se tomó una muestra de los diferentes tanques de almacenamiento ubicados en el buque para realizar una muestra compuesta que es llevada al laboratorio del terminal, lo cual permite determinar sus propiedades y ser comparadas posteriormente con la gravedad API del cargamento calculada por el buque. Las propiedades de la muestra compuesta para el primer cargamento del buque Olinda se encuentran expresadas en la tabla 3.6

3.2 Ejecución de los balances de masa y cálculos de volumen correspondientes al sistema de almacenamiento y embarque de crudo

Una vez culminado el cargamento, certificados y aforados todos los tanques del terminal se realizaron los cálculos de balances de masa y el volumen enviado desde cada tanque de almacenamiento de tierra por separado. A continuación se refleja la forma de cálculo que se utilizó para obtener los valores de calidad y volumen.

3.2.1 Volumen enviado desde el tanque de crudo TA1-T-04

Siguiendo con el procedimiento descrito en la sección 2.3.8; utilizando las tablas de calibración del tanque TA1-T-04 se consiguió el volumen total observado (TOV) a través de la medida de nivel inicial que presento un valor de 48' 5 1/2", este volumen fue de 343.404 barriles.

El contenido de agua libre (FW) se obtuvo introduciendo el valor del nivel inicial del agua en el tanque mediante el aforo, que fue de 0' 0 0/0", en la tabla de calibración del tanque TA1-T-04 y se leyó la cantidad de 0 barriles de agua.

Seguidamente se determinó el factor de corrección por efecto de la temperatura de la pared del tanque (CTSh), calculando la temperatura de pared del tanque (TSh) mediante la ecuación 2.5 y tomando la temperatura del crudo y la temperatura ambiente de la tabla 3.2.

$$TSh = \frac{(7 \times 104,2) + 97}{8}$$

$$TSh = 103,3 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Luego de haber obtenido el TSh, se calculó el CTSh mediante la ecuación 2.4, tomando como coeficiente lineal de expansión térmica de la pared del tanque (α) el correspondiente al material de acero al carbón, debido a que todos los tanques del terminal están fabricados con este tipo de material, dicho coeficiente se encuentra reflejado en la tabla 2.1

$$CTSh = 1 + \left[2 \times 6,2 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1} \times (103,3 - 90) \text{ } ^\circ\text{F} \right] + \left[\left(6,2 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1} \right)^2 \times [(103,3 - 90) \text{ } ^\circ\text{F}]^2 \right]$$

$$CTSh = 1,00016$$

Para determinar el factor de corrección de techo flotante (FRA) se empleó la tabla 5A de la norma API, capítulo 11 (Ver Anexo A, Tabla A.12) ingresando con el valor de la temperatura observada del tanque y con la gravedad API estándar (a una temperatura de 60 °F y una presión de 1 atm). Para el caso del tanque TA1-T-04 se observó que ni el valor de la

temperatura que era de 104,2 °F, ni el valor de la gravedad estándar que fue de 15,9 °API se encontraban en la tabla. Es por ello que se realizó una interpolación para conseguir el valor de la gravedad API observada. Los valores tomados de la tabla A.12, están reflejados en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Valores tomados de la tabla 5A API para hallar la Gravedad API observada

Gravedad API estándar	Gravedad API observada
15,6	18,0
15,9	X
16,1	18,5

Registrándose así un valor de gravedad API observada de 18,4 ° API. Este último valor se empleó para determinar el FRA de acuerdo a la información especificada en la tabla de calibración del tanque TA1-T-04 (Ver anexo A, Tabla A.2) que dice lo siguiente:

“De esta tabla fueron deducidos 3.437 barriles entre los niveles de 6’ 4” y 7’ 6””; por un desplazamiento del techo flotante basado en su peso, el cual posee un valor de 497.130 kg y una gravedad API de 24,0. Sin embargo las cantidades medidas sobre el nivel de 7’ 6””, ya reflejan esta deducción y serán ajustadas por la variación de la gravedad API a la temperatura del tanque de acuerdo a:

Gravedad observada: 24,0 °API

Por cada 1,0 °API por debajo se debe sumar: 21,78 barriles

Por cada 1,0 °API por encima se debe restar: 21,78 barriles”

De esta manera:

$$\text{FRA} = (18,4 - 24) \text{ °API} \times 21,78$$

$$\text{FRA} = -121,97$$

Sustituyendo los factores hallados anteriormente en la ecuación 2.6 se obtiene el GOV. Se observa que el FRA se suma porque la gravedad API observada está por debajo de la gravedad de calibración del tanque.

$$\text{GOV} = [(343404 - 0) \times 1,00016] + 121,97$$

$$\text{GOV} = 343.580,91 \text{ Bbls}$$

Para hallar el factor de corrección de volumen se entra en la tabla 6A de la norma API (Ver anexo A, tabla A.13), con la temperatura del crudo en el tanque que fue de 104,2 °F y la gravedad API estándar de 15,9 °API, obteniéndose así el valor de 0,98353 para el VCF.

Sustituyendo el valor de VCF y el valor de GOV en la ecuación 2.7 se obtiene el GSV de la siguiente manera:

$$\text{GSV} = 343.580,91 \text{ Bbls} \times 0,98353$$

$$\text{GSV} = 337.922,14 \text{ barriles}$$

Por último se halla el volumen neto estándar (NSV) mediante la ecuación 2.9, para el uso de la misma se requiere tener la cantidad de agua y sedimentos expresada en barriles, el cual se calculó usando la ecuación 2.8:

$$\text{A\&S} = \frac{1,048 \times 337.922,14 \text{ Bbls}}{100}$$

$$\text{A\&S} = 3.541,43 \text{ Bbls}$$

Sustituyendo este valor y el valor de GSV en la ecuación 2.8 se tiene:

$$\text{NSV} = 337.922,14 \text{ barriles} - 3.541,43 \text{ barriles}$$

$$\text{NSV} = 334.380,71 \text{ Bbls}$$

Este mismo procedimiento de cálculo se repite para las medidas finales de nivel y temperatura del tanque TA1-T-04; de igual forma se usa el mismo procedimiento para calcular los volúmenes netos estándar iniciales y finales de los tanques TA1-T-18, TA1-T-12, TA1-T-19, y los resultados se encuentran reflejados en la tabla 3.8.

En la tabla 3.8 se observa unos renglones de subtotal para los factores de TOV, GOV, GSV y NSV; éste valor se calcula por la resta de los valores iniciales y finales, para el caso del TOV queda de la siguiente forma:

$$\text{Subtotal TOV} = \text{Subtotal inicial TOV} - \text{Subtotal final TOV} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\text{Subtotal TOV} = 343.404 \text{ Bbls} - 294.779 \text{ Bbls}$$

$$\text{Subtotal TOV} = 48.625 \text{ Bbls}$$

Para el caso de GOV, GSV y NSV el cálculo de los subtotales se realiza de la misma forma. Una vez determinados los volúmenes despachados por cada tanque de almacenamiento involucrado en el cargamento de crudo Merey 16 hacia el buque Olinda, se obtuvo el volumen total transferido de tierra mediante la suma de los volúmenes netos enviados desde los tanques TA1-T-04, TA1-T-18, TA1-T-12 Y TA1-T-19 resultando la cantidad de 297.368,98 barriles. Este mismo procedimiento se repite para el cálculo de todos los tanques de almacenamiento ubicados en tierra utilizados en el resto de los cargamentos estudiados, y estos resultados se encuentran ubicados en el Anexo D.

3.2.2 Volumen de crudo cargado desde tierra hasta el tanque 5P del buque Olinda

Al igual que para los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, se determinó el volumen cargado por cada tanque ubicado en el buque de manera independiente. Para ello se introdujo el valor de nivel de vacío final del tanque 5P en las tablas de calibración de los tanques del buque, las cuales son propiedad del personal del buque y única para cada embarcación

por lo que no pudo ser facilitada para el presente trabajo, por tal motivo se trabajó con el TOV

Tabla 3.8 Factores de volumen obtenidos para el primer cargamento del buque Olinda

Tanques		TA1-T-04	TA1-T-18	TA1-T-12	TA1-T-19
Factores					
TOV (Bbls)	Inicial	343.404	347.845	357.039	353.915
	Final	294.779	275.516	235.159	291.467
	Subtotal	48.625	72.329	121.880	62.448
FW (Bbls)	Inicial	-	-	-	-
	Final	-	-	-	-
CTSh	Inicial	1,00016	1,00014	1,00014	1,00009
	Final	1,00012	1,00007	1,00015	1,00009
FRA (Bbls)	Inicial	121,9	-57,90	251,53	-75,72
	Final	124,15	-55,68	253,79	-73,49
GOV (Bbls)	Inicial	343.580,91	347.835,80	357.340,52	353.871,13
	Final	294.938,52	275.479,61	235.448,06	291.419,74
	Subtotal	48.642,39	72.356,19	121.892,46	62.451,39
VCF	Inicial	0,98353	0,98468	0,98360	0,98497
	Final	0,98386	0,98554	0,98405	0,98550
GSV (Bbls)	Inicial	337.922,14	342.506,95	351.480,13	348.552,45
	Final	290.178,22	271.496,17	231.692,67	287.194,16
	Subtotal	47.743,92	71.010,78	119.787,46	61.358,29
NSV (Bbls)	Inicial	334.380,71	339.516,87	348.235,97	346.816,66
	Final	287.137,15	269.126,01	229.554,14	285.763,93
	Subtotal	47.243,56	70.390,86	118.681,83	61.052,73
Volumen total transferido desde tierra (Bbls)		297.368,98			

suministrado por el buque, el cual posee un valor de 117.122 barriles para el tanque 5P.

Debido a que no se encontró cantidad alguna de agua libre en el tanque 5P, la ecuación 2.10 se simplifica quedando de la siguiente forma:

$$GOV = 117.122 \text{ Bbls}$$

Luego se procedió a leer el VCF en las tablas 6A de la norma API (Ver anexo A, tabla A.13) entrando con la temperatura del líquido observada y la gravedad API del crudo Merey 16 cargado a los tanques del buque. La gravedad API obtenida de este cargamento fue igual a 16,4 ° API (el procedimiento para calcular esta gravedad se encuentra en la sección 3.3.1.1), y la temperatura de 96,8 °F. De esta forma se obtuvo el VFC con un valor de 0,98620 para el tanque 5P.

Por último usando la ecuación 2.7 se tiene el GSV:

$$GSV = 117.122 \text{ Bbls} \times 0,98620$$

$$GSV = 115.505,72 \text{ Bbls}$$

Por tanto el volumen bruto cargado por el tanque 5P fue de 115.505,72 barriles. De igual forma se procedió para el resto de los tanques del buque Olinda, usando la misma gravedad API para todos los tanques, y los resultados se encuentran reflejados en la tabla 3.9

El volumen total cargado al buque se obtuvo de la suma de los GSV de cada tanque, resultando un total de 300.461,63 barriles, a este valor se le restó la cantidad de líquido encontrado inicialmente en los tanques ubicados en el buque; y finalmente a esta cifra se le aplicó una corrección dada por el factor de experiencia del buque (VEF) que equivale a 0,9998 aplicando la ecuación 11 se tiene lo siguiente:

$$GSV_c = \frac{300.453,63 \text{ Bbls}}{0,9998}$$

$$GSV_c = 300.513,73 \text{ Bbls}$$

Tabla 3.9 Factores de volumen obtenidos para el cálculo del volumen bruto cargado por el buque Olinda

Tanques	TOV (Bbls)	GOV (Bbls)	VCF	GSV (Bbls)	OBQ (Bbls)
2P	112.361	112.361	0,98613	110.802,55	-
5P	117.122	117.122	0,98620	115.505,72	-
8P	75.191	75.191	0,98620	74.153,36	8
CARGO QUANTITY	304.674	304.674	-	300.461,63	8
TRV BUQUE (Bbls)	300.453,63				
V.E.F	0,9998				
TRV AJUST (Bbls)	300.513,73				

Leyenda:

OBQ = On board quantity (Cantidad a bordo)

V.E.F = Vessel experience factor (Factor de experiencia del buque)

TRV BUQUE = Volumen total recibido por el buque (Bbls)

TRV AJUST = Volumen total recibido ajustado (Bbls)

CARGO QUANTITY = Cantidad que cargo el buque

3.2.3 Balance de masa de agua para el primer cargamento del buque Olinda

Siguiendo la ecuación 15 de la sección 2.4, se pueden plantear las siguientes expresiones para el balance de masa de agua del sistema de almacenamiento y embarque de crudo del primer cargamento del buque Olinda:

$$m_c = m_{T04} + m_{T12} + m_{T18} + m_{T19} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$X_c \times m_c = X_{T04} \times m_{T04} + X_{T12} \times m_{T12} + X_{T18} \times m_{T18} + X_{T19} \times m_{T19} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Teniéndose que:

X_c = Fracción másica de agua del cargamento.

m_c = masa total transferida desde tierra.

X_{T04} = Fracción másica de agua del tanque TA1-T-04.

m_{T04} = masa transferida desde el tanque TA1-T-04.

X_{T12} = Fracción másica de agua del tanque TA1-T-12.

m_{T12} = masa transferida desde el tanque TA1-T-12.

X_{T18} = Fracción másica de agua del tanque TA1-T-18.

m_{T18} = masa transferida desde el tanque TA1-T-18.

X_{T19} = Fracción másica de agua del tanque TA1-T-19.

m_{T19} = masa transferida desde el tanque TA1-T-19.

Para poder hallar la fracción másica del cargamento se requería conocer todas las masas transferidas desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento ubicados en el buque y todas las fracciones másicas de dichos tanques. Para lo cual se siguió el siguiente procedimiento:

Despejando la gravedad API de la ecuación 2.1 y usando el valor de la misma para el tanque TA1-T-04 de 15,9 °API se obtuvo el valor de la gravedad específica (densidad relativa) del crudo almacenado en el tanque TA1-T-04, de la siguiente forma:

$$\text{Gravedad Específica a } 60 \text{ } ^\circ\text{F } (\rho_r) = \frac{141,5}{15,9 + 131,5}$$

$$\rho_r = 0,9600$$

Haciendo uso de la gravedad específica (densidad relativa) hallada y de la ecuación de la densidad relativa se halló el valor de la densidad del crudo contenido en el tanque TA1-T-04:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_o} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

ρ_r = Gravedad Específica (densidad relativa)

ρ = Densidad del líquido (kg / m³)

ρ_o = densidad de referencia (densidad del agua a 25 °C = 997 kg / m³)

$$\rho = 0,9600 \times 997 \text{ kg / m}^3$$

$$\rho = 957,12 \text{ kg / m}^3$$

Seguidamente se procedió a transformar el volumen total transferido por el tanque TA1-T-04 de barriles a m³, usando los factores de conversión apropiados, dicho volumen tenía un valor de 47.243,56 barriles

$$V_T = 47.743,56 \text{ Bbls} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bbl}} \times \frac{3,785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{1.000 \text{ l}}$$

$$V_T = 7.589,85 \text{ m}^3$$

Finalmente teniendo el volumen transferido por el tanque expresado en m³, y la densidad del crudo, se pudo calcular la masa de crudo mediante la ecuación de la densidad:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

ρ = densidad (kg / m³)

m = masa (kg)

v = volumen (m³)

$$m = 957,12 \text{ kg} / \text{m}^3 \times 7.589,85 \text{ m}^3$$

$$m = 7.264.397,23 \text{ kg}$$

De igual forma este procedimiento se repite para calcular las masas transferidas por el resto de los tanques utilizados en el primer cargamento del buque Olinda, y estos valores se encuentran reflejados en la tabla 3.10

Para calcular las fracciones másicas de cada tanque se procedió a transformar el contenido de agua del tanque tomado de la tabla 3.3 a barriles de agua usando la siguiente ecuación:

$$V_{\text{Tagua}} = \frac{\%A \times \text{GSV}}{100} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

V_{Tagua} = Volumen de agua del tanque (Bbls).

% A = Porcentaje de agua (%v/v).

GSV = Volumen bruto estándar (Bbls).

$$V_{\text{Tagua}} = \frac{1,038 \times 47.743,92 \text{ Bbls}}{100}$$

$$V_{\text{Tagua}} = 495,58 \text{ Bbls}$$

Tabla 3.10 Valores para obtener la masa total de cada tanque utilizado en primer cargamento del buque Olinda

Tanques	GSV (Bbls)	GSV (m ³)	ρ_r	ρ (kg/m ³)	m (kg)
TA1-T-04	47.743,92	7.589,85	0,9600	957,12	7.264.397,23
TA1-T-12	119.787,46	11.288,58	0,9574	954,53	10.775.288,27

TA1-T-18	71.010,78	19.042,61	0,9567	953,83	18.163.412,70
TA1-T-19	61.358,29	9.754,13	0,9522	949,34	9.259.985,77
T_t	299.000,45	47.675,17	0,9522	949,34	45.259.945,89
T_b	300.513,73	47.772,67	0,9567	953,83	45.567.005,83

Leyenda:

GSV = Volumen bruto estándar (m³)

ρ_r = Densidad específica

ρ = Densidad (kg/m³)

m = Masa (kg)

T_t = Total de crudo enviado desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra.

T_b = Total de crudo recibido en los tanques de almacenamiento del buque.

Seguidamente se procedió a transformar el volumen de agua contenido en el tanque TA1-T-04 de barriles a m³, usando los factores de conversión apropiados

$$V_{\text{Tagua}} = 495,58 \text{ Bbls} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bbl}} \times \frac{3,785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{1.000 \text{ l}}$$

$$V_{\text{Tagua}} = 78,78 \text{ m}^3$$

Teniendo el volumen de agua en m³ se procedió a calcular la masa de agua mediante la ecuación 3.5, y tomando como densidad del agua la correspondiente a una temperatura de 25 °C, la cual posee un valor de 997 kg / m³

$$m = 997 \text{ kg / m}^3 \times 78,78 \text{ m}^3$$

$$m = 78.543,66 \text{ kg}$$

Luego se procedió a obtener la fracción másica de agua del tanque TA1-T-04 mediante la siguiente expresión:

$$X_T = \frac{m_T}{m_c} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

X_T = Fracción másica de agua.

m_T = Masa de agua en el tanque.

m_c = Masa total del tanque.

$$X_T = \frac{78.543,66 \text{ kg}}{7.264.397,23 \text{ kg}}$$

$$X_T = 0,0108$$

De la misma forma se procedió a calcular las fracciones másicas del resto de los tanques usados durante el cargamento, así como de igual forma se procedió a calcular tanto la fracción másica calculada desde tierra y la fracción másica en el buque, y los resultados se encuentran expresados en la tabla 3.11.

Por último para calcular la fracción másica del cargamento se uso la ecuación 3.3 y se tomaron los datos de fracciones másicas y masas totales de los tanques de almacenamiento de la tabla 3.11, se tiene:

$$X_c = \frac{(0,0108 \times 7264397,23\text{kg}) + (0,0090 \times 10773288,27\text{kg}) + (0,0895 \times 9259985,77\text{kg}) + (0,0051 \times 9259985,77\text{kg})}{45.259.945,09\text{kg}}$$

$$X_c = 0,0087$$

Este valor de la fracción másica del cargamento calculado por balance de masa se comparó con la fracción másica calculada en tierra, la cual se obtuvo mediante el análisis de la muestra compuesta, a través la siguiente expresión:

$$\%_{desviacion} = \left(\frac{X_c \text{ bombeado} - X_c \text{ recibido}}{X_c \text{ bombeado}} \right) \times 100 \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$\%_{desviacion} = \left(\frac{0,0087 - 0,0067}{0,0087} \right) \times 100$$

$$\%_{desviacion1} = 22,99 \%$$

A su vez la fracción másica calculada por balance de masa se comparó con la fracción másica calculada por el buque, y los resultados se expresan en la tabla 3.11. Para el resto de los cargamentos estudiados se sigue el mismo procedimiento y los resultados se pueden apreciar en el Anexo E.

Tabla 3.11 Desviaciones entre las fracciones másicas del agua en el crudo del primer cargamento del buque Olinda

Tanques	V _{agua} (Bbls)	V _{agua} (m ³)	m _{agua} (kg)	m (kg)	X _T	X _c	% desv1	% des2	% des3
TA1-T-04	495,58	78,78	78.543,66	7.264.397,23	0,0108	0,0087	22,99	1,15	31,34
TA1-T-12	612,82	97,42	97.127,74	10.775.288,27	0,0090				
TA1-T-18	1.093,66	173,86	173.338,42	18.163.412,70	0,0095				
TA1-T-19	299,43	47,60	47.457,20	9.259.985,77	0,0051				
Tt	1.913,36	304,17	303.257,49	45.259.945,89	0,0067				
Tb	2.536,34	403,20	401.990,40	45.567.005,83	0,0088				

Leyenda:

V_{agua} = Volumen de agua presente en el crudo (Bbls o m³)

m_{agua} = Masa de agua presente en el crudo de cada tanque (kg)

m = masa total presente en los tanques de almacenamiento (kg)

X_T = fracción másica de agua de cada tanque utilizado en el primer cargamento.

X_c = fracción másica de agua del cargamento calculada por balance de masa
 $\%_{des1}$ = porcentaje de desviación 1 (Comparación entre la fracción másica de agua obtenida mediante balances de masa con la fracción másica de agua obtenida mediante la compuesta del buque)

$\%_{des2}$ = porcentaje de desviación 2 (Comparación entre la fracción másica del agua obtenida por balance de masa y la fracción másica del agua obtenida mediante los cálculos del cargamento).

$\%_{des3}$ = porcentaje de desviación 3.

T_t = Total de crudo enviado desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra.

T_b = Total de crudo recibido en los tanques de almacenamiento del buque (fracción másica de agua obtenida mediante la compuesta del buque con la fracción másica del agua obtenida mediante los cálculos del cargamento).

3.2.4 Balance de masa de crudo para el primer cargamento del buque Olinda

Haciendo uso de la ecuación 3.3 se calculó la cantidad de crudo total del cargamento, la variante para esta ecuación es que los X_c en vez de representar fracciones másicas de agua ahora serán fracciones másicas de crudo. Para calcular las fracciones másicas de crudo se necesitaba conocer la masa de crudo, la cual se obtuvo mediante la ecuación 3.9, como sigue a continuación:

$$m_{\text{crudo}} = m_{\text{total}} - m_{\text{agua}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$m_{\text{crudo}} = 7.264.397,23 \text{ kg} - 78.543,66\text{kg}$$

$$m_{\text{crudo}} = 7.185.853,57 \text{ kg}$$

Para obtener la fracción másica del tanque TA1-T-04 se utilizó la ecuación 3.7:

$$X_T = \frac{7.185.853,57 \text{ kg}}{7.264.397,23 \text{ kg}}$$

$$X_T = 0,9892$$

Para obtener las fracciones másicas del resto de los tanques se procedió de igual forma y los resultados se encuentran reflejados en la tabla 3.13.

Y finalmente se procedió a calcular la fracción másica de crudo, como sigue a continuación:

$$X_c = \frac{(0,9892 \times 7.264.397,23 \text{ kg}) + (0,9910 \times 10.775.288,27 \text{ kg}) + (0,9905 \times 92.59995,77 \text{ kg}) + (0,9949 \times 92.59995,77 \text{ kg})}{45.259.945,89 \text{ kg}}$$

$$X_c = 0,9958$$

De igual forma que para las fracciones másicas de agua, se calcularon tres porcentajes de desviación comparando primeramente la fracción másica de crudo obtenido por balance de masa con la fracción másica de crudo obtenido de la muestra compuesta tomada del buque, y luego se comparó la fracción másica de crudo obtenido por balance de masa con la fracción másica de crudo calculado por el buque, y los resultados se encuentran expresados en la tabla 3.12. Para el resto de los cargamentos estudiados se utilizó el mismo procedimiento y los resultados se pueden apreciar en el anexo F.

Tabla 3.12 Valores para obtener la fracción másica de crudo de cada tanque utilizado en primer cargamento del buque Olinda

Tanques	m _{crudo} (kg)	m (kg)	X _T	X _c	% des1	% des2	% des3
TA1-T-04	7.185.853,57	7.264.397,23	0,9892		0,25	0,46	0,21

TA1-T-12	10.678.160,53	10.775.288,27	0,9910	0,9958			
TA1-T-18	17.990.074,28	18.163.412,70	0,9905				
TA1-T-19	9.212.528,57	9.259.985,77	0,9949				
Tt	44.956.688,40	45.259.945,89	0,9933				
Tb	45.165.015,43	45.567.005,83	0,9912				

Leyenda:

m_{crudo} = Masa de crudo contenida en cada tanque (kg)

m = Masa total contenida en cada tanque (kg)

X_T = fracción másica de crudo de cada tanque utilizado en el primer cargamento.

X_c = fracción másica de crudo del cargamento calculada por balance de masa.

$\%_{\text{des1}}$ = porcentaje de desviación 1 (Comparación entre la fracción másica de agua obtenida mediante balances de masa con la fracción másica de agua obtenida mediante la compuesta del buque)

$\%_{\text{des2}}$ = porcentaje de desviación 2 (Comparación entre la fracción másica del agua obtenida por balance de masa y la fracción másica del agua obtenida mediante los cálculos del cargamento).

$\%_{\text{des3}}$ = porcentaje de desviación 3.

T_t = Total de crudo enviado desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra.

T_b = Total de crudo recibido en los tanques de almacenamiento del buque.

3.3 Análisis de los factores que inciden en las diferencias volumétricas y de calidad entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los buques de carga

Luego de realizarle seguimiento a los 16 cargamentos estudiados para el despacho de los crudos Merey 16 y Mesa 30, se realizó un estudio de los factores con mayor influencia en las diferencias volumétricas y de calidad de los crudos despachados desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento ubicado en el buque, con la finalidad de determinar el grado de afectación de cada uno de ellos en las discrepancias encontradas, siendo estos factores los descritos a continuación.

3.3.1 Factores que inciden en la diferencia de calidad

3.3.1.1 Gravedad API del cargamento

Para conocer la gravedad API del crudo cargado al buque, primeramente deben transformarse todos los volúmenes netos estándares finales (NSV) despachados por cada tanque de almacenamiento del terminal a toneladas métricas, empleando la respectiva densidad extraída de las tablas API 13 (Ver Anexo A, tabla A.14). Luego se procede a dividir el peso neto total en toneladas métricas determinado entre el volumen neto transferido por todos los tanques de almacenamiento del terminal, aplicando la ecuación 2.10, para determinar el coeficiente en toneladas métricas y finalmente se lee en la tabla API 13 la gravedad API del cargamento a partir del valor del coeficiente obtenido. Esta gravedad será la empleada para obtener el volumen cargado al buque.

Aplicando este procedimiento al primer cargamento correspondiente al buque Olinda, se procedió a transformar el volumen neto estándar del tanque TA1-T-04 equivalente a 47.243,56 barriles, a toneladas métricas, empleando las tablas API 13, a partir de la gravedad API del tanque (15,9 °API), obteniéndose un factor igual a 0,15230. Aplicando la ecuación 2.10 se obtuvo lo siguiente:

$$\text{TMBE} = 0,15230 \times 47.243,56 \text{ Bbls}$$

$$\text{TMBE} = 7.195,19 \text{ TM}$$

Este mismo procedimiento se siguió para determinar el peso en toneladas métricas del crudo almacenado en el resto de los tanques utilizados en el primer cargamento del buque Olinda, mostrándose los resultados en la tabla 3.13

Luego se procedió a dividir el peso neto del cargamento en toneladas métricas entre el volumen neto del cargamento mediante la ecuación 2.10, para obtener el coeficiente de toneladas métricas de la siguiente forma:

$$\text{Coef. TMB} = \frac{45.124,79 \text{ TM}}{297.368,98 \text{ Bbls}}$$

$$\text{Coef TMB} = 0,1517$$

Finalmente se introdujo este valor en la tabla API 13, obteniéndose así, una gravedad API del cargamento igual a 16,4 °API; empleada para realizar los cálculos respectivos de los volúmenes cargados a cada tanque del buque

Tabla 3.13 Factores obtenidos para el cálculo de la gravedad API del primer cargamento del buque Olinda

Tanque	Coef. TMB	NSV (Bbls)	TMBE	Coef. TMB	°API
TA1-T-04	0,15230	47.243,56	7.195,19	0,1517	16,4
TA1-T-12	0,15179	118.681,83	18.014,71		
TA1-T-18	0,15189	70.390,86	10.691,66		
TA1-T-19	0,15107	61.052,73	9.223,23		
Total	-	297.368,98	45.124,79		

Leyenda:

Coef. TM = Coeficiente en toneladas métricas obtenido de la tabla API 13.

NSV = Volumen neto estándar final.

TMBE= peso neto estándar en toneladas métricas.

Este procedimiento se repite para el resto de los cargamentos estudiados y los resultados obtenidos para determinar la gravedad API de cada cargamento se refleja en el Anexo G.

3.3.1.2 Errores de muestreo

Las normas API en su capítulo 8 sección 1 se refieren al procedimiento que se debe llevar a cabo para realizar el muestreo manual de petróleo y de sus productos derivados; dichas normas son utilizadas por el terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui para tal fin.

Durante el estudio de los distintos cargamentos, se procedió a seguir paso a paso el trabajo realizado por todos los operadores de la planta así como también, el de los analistas del laboratorio, con el fin de asegurar que todo el procedimiento de toma y análisis de muestra se siguiera de forma correcta.

3.3.2 Factores que inciden en la diferencia de volumen

3.3.2.1 Errónea toma de la temperatura ambiente

Las normas API- MPMS en su capítulo 12 especifican que la temperatura del aire ambiente que rodea al tanque debe ser tomada en las cercanías del mismo, y en zonas protegidas del sol, pero en el terminal la termocupla utilizada para la toma de la temperatura ambiente se encuentra ubicada en las cercanías de la sala de control.

Para el cuarto cargamento del buque Olinda se tomaron las temperaturas ambiente en las cercanías del tanque con un higrómetro, para cada certificación realizada a los tanques utilizados, y los resultados se expresan en la tabla 3.14; con dichos resultados se realizaron los cálculos respectivos de volumen siguiendo el procedimiento explicado en la sección 2.3.8, y los resultados obtenidos se encuentran expresados en la tabla 3.15. Por último se procedió a calcular el porcentaje de desviación entre el valor de volumen obtenido con la temperatura ambiente tomada desde el panel de sala de control, y el valor de volumen obtenido con de temperatura ambiente tomada desde el área de tanques teniéndose que existe una desviación de 0,0010 %.

Tabla 3.14 Temperaturas ambientes tomadas en las cercanías de los tanques de almacenamiento para el cuarto cargamento.

Tanques	TA1-T-19	TA1-T18	TA1-T-12
T _{ambinicial} (°F)	96,1	83,0	106,8
T _{ambfinal} (°F)	97,0	82,9	82,5

Leyenda:

T_{ambinicial} = Temperatura ambiente inicial tomada en las cercanías de los tanques de almacenamiento (°F)

T_{ambfinal} = Temperatura ambiente final tomada en las cercanías de los tanques de almacenamiento (°F)

3.3.2.2 Gravedad API del cargamento

En la sección 3.3.1.1 se explicó la forma de cálculo de la gravedad API del cargamento, la cual afecta a los valores de calidad del mismo, así como de igual forma lo hace con los valores de volumen, debido a que este valor de gravedad API es tomado en cuenta para realizar los cálculos de volumen en el buque. Para el primer cargamento se realizaron los cálculos de

volumen con las gravedades API obtenidas por la muestra compuesta, obteniéndose los resultados expresados en la tabla 3.16

Tabla 3.15 Factores de volumen obtenidos para el cuarto cargamento del buque Olinda

Tanques		TA1-T-19	TA1-T-12	TA1-T-18
Factores				
TOV (Bbls)	Inicial	341.736	293.826	295.513
	Final	58.933	203.622	59.585
	Subtotal	282.803	90.204	235.928
FW (Bbls)	Inicial	-	-	-
	Final	-	-	-
	Subtotal	-	-	-
CTSh	Inicial	1,00012	1,00006	1,00014
	Final	1,00010	1,00005	1,00010
FRA	Inicial	-55,68	265,12	-55,68
	Final	-53,45	265,12	-53,45
GOV (Bbls)	Inicial	341.721,33	294.108,75	295.498,69
	Final	58.885,44	203.897,30	59.537,51
	Subtotal	282.835,89	90.211,45	235.961,18
VCF	Inicial	0,98496	0,98648	0,98489
	Final	0,98560	0,98682	0,98507
GSV (Bbls)	Inicial	336.581,84	290.132,40	291.033,70
	Final	58.037,49	201.209,93	58.648,61
	Subtotal	278.544,35	88.922,47	232.385,09
NSV	Inicial	333.350,69	286.984,37	288.312,65

(Bbls)	Final	57.480,33	199.026,81	58.100,25
	Subtotal	275.870,36	87.957,56	230.212,40

Tabla 3.16 Factores de volumen obtenidos para el cálculo del volumen bruto cargado por el buque Olinda, mediante la gravedad API de la muestra compuesta

Tanques	TOV (Bbls)	GOV (Bbls)	VCF	GSV (Bbls)	OBQ LOT (Bbls)
2P	112.361	112.361	0,98467	110.638,51	-
5P	117.122	117.122	0,98607	115.490,49	-
8P	75.191	75.191	0,98607	74.143,59	8
CARGO QUANTITY	304.674	304.674	-	300.272,08	8
TRV BUQUE	300.264,08				
V.E.F	0,9998				
TRV AJUST	300.324,14				
% desviación	0,063 %				

Posteriormente, se procedió a calcular el porcentaje de desviación existente entre la gravedad API calculada por el buque que fue de 16,4 °API, y la gravedad API obtenida por la muestra compuesta tomada de los tanques del buque que fue de 17,1 °API. Los resultados de las desviaciones entre la gravedad API de la muestra compuesta y la gravedad API calculada por el cargamento se encuentran expresados en la tabla 4.7.

$$\%_{desviacion} = \left(\frac{17,1 - 16,4}{16,4} \right) \times 100$$

$$\%_{\text{desviacion1}} = 4,09 \%$$

3.3.2.3 Errores en cálculos realizados en función de volumen

Los cálculos pertinentes al área de transferencia de volumen de crudo del terminal están a cargo del departamento de documentación. A medida que se iban evaluando los distintos cargamentos estudiados, se realizaban visitas periódicas a dicho departamento para verificar la coincidencia de los valores obtenidos. Gracias a estas visitas se determinó que el terminal está realizando los cálculos en función de volumen debido a que resulta más rápido. Para los distintos cargamentos se realizaron los cálculos tanto en función de volumen como en función de la masa para establecer una comparación. Y los resultados se encuentran expresados en las tablas 4.1 y 4.2 respectivamente.

3.3.2.4 Dispositivos de agitación en los tanques de almacenamiento

Hay tres tanques de almacenamiento ubicados en tierra que cuentan con unos dispositivos de agitación denominados mezcladores, dichos tanques son TA1-T-17, TA1-T-18 y TA1-T-19. Cada tanque posee tres agitadores laterales, diseñados para homogeneizar 391.600 Bbls, especialmente de crudo Merey, con la finalidad de lograr una separación de la emulsión crudo- agua más efectiva, dos veces durante 8 horas operando simultáneamente con la recirculación del tanque a través de las bombas, la velocidad de giro de salida del agitador es de 280 R.P.M., con un impulsor de 37" de diámetro marca LIGHTNIN tipo A-312 con alabes atornillados, poseen sello mecánico simple de cartucho, cara estacionaria de hierro y cara rotativa de carbono, potencia del motor de 50 HP, 1800 R.P.M., 460 V, 60 Hz, 3 fases a prueba de explosión y una caja reductora.

Estos agitadores actualmente se encuentran fuera de servicio debido a fallas mecánicas presentadas en los mismos. Los agitadores eran los responsables de evitar la formación de burbujas en la mezcla que alterarían el valor de volumen.

Se realizó un estudio de los cargamentos realizados anteriormente en la planta cuando estos agitadores estaban en funcionamiento encontrándose que en los cargamentos donde estaban involucrados dichos tanques las diferencias de calidad eran mucho menores a los cargamentos que tenían otros tanques.

3.4 Formulación de opciones que permitan disminuir las diferencias de calidad y volumen entre los tanques del buque y los tanques ubicados en tierra

Para el desarrollo de esta etapa se procedió a analizar las desviaciones encontradas en el proceso de despacho de los crudos Merey 16 y Mesa 30 desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento ubicados en los buques, así como también los factores principales encontrados que incidían tanto en las diferencias volumétricas como en las diferencias de calidad, para luego proceder a la propuesta de opciones que permitan erradicar o al menos disminuir el problema.

3.4.1 Colocación de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida

Se propuso colocar un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida, el cual transportara directamente el crudo desechado de las tuberías toma muestras hasta el dique de almacenamiento para luego ser retirado por el vacum. El esquema del sistema propuesto se observa en la figura 3.1.

Para la instalación de dicho sistema se propone colocar un recipiente que posea una tubería directa a la llegada del área del dique de almacenamiento del crudo fuera de especificación, con la finalidad de que el crudo fluya más fácilmente de un punto a otro.

Se propone una tubería de acero al carbón para evitar la corrosión que genera el H_2S y el azufre del crudo.

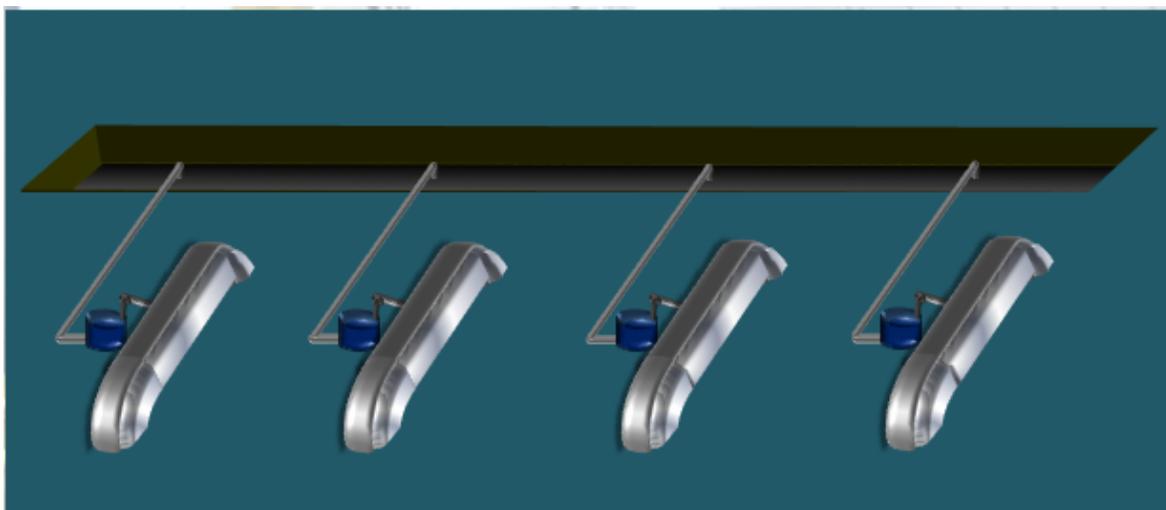


Figura 3.1 Esquema de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida

3.4.2 Instalación de agitadores en los tanques de almacenamiento

Una de las partes fundamentales de un tanque es el agitador, el cual crea un cierto tipo de flujo dentro del sistema, dando lugar a que el líquido circule por todo el recipiente y vuelva de vez en cuando al agitador, separando así las moléculas de distintas emulsiones. Este dispositivo va instalado sobre un eje suspendido que es accionado por un motor que a veces se encuentra conectado directamente al mismo, pero comúnmente el motor está conectado a una caja reductora de velocidad la cual finalmente acciona el eje.

El TAECJAA, actualmente cuenta con tres tanques que poseen agitadores, pero están fuera de servicio por problemas mecánicos. Los agitadores cumplían con la función de realizar una separación más efectiva de la emulsión crudo-agua y de mantener el crudo homogéneo en el tanque.

Es por esta razón que se propone instalar agitadores en los tanques de almacenamiento, sobre todo en los tanques donde se almacena el crudo Merey, debido a que es un crudo muy pesado y se hace difícil la separación de la emulsión crudo-agua, y en su defecto reparar los ya existentes en los tanques TA1-T-17, TA1-T-18 Y TA1-T-19.

Los agitadores que se proponen instalar son de tipo turbina debido a que son muy eficaces para un amplio intervalo de viscosidades, la mayor parte de ellos se asemejan a agitadores de múltiples y cortas paletas, que giran con velocidades elevadas sobre un eje que va montado centralmente dentro del tanque. Las paletas pueden ser rectas o curvas, inclinadas o verticales. El rodete puede ser abierto, semicerrado o cerrado.

3.4.3 Instalación de medidores de flujo electromagnéticos en las líneas de descarga de crudo

Los medidores de flujo electromagnético se llaman así porque adentro de estos medidores van algunos ingeniosos dispositivos que, aprovechando el principio de inducción electromagnética, calculan la velocidad del fluido en una tubería y el volumen del mismo que pasa por ahí durante un determinado tiempo, y luego mandan una señal digital que se puede leer fácilmente en el panel (“display”) del equipo. Por lo antes expuesto se propone la instalación de estos medidores en las líneas P- TA1 –211 – BA1, P- TA1 –212 – BA1, P- TA1 –213 – BA1 y P- TA1 –214 – BA1, a través de las cuales se transfiere el crudo directamente al muelle para tener un control más exacto del volumen que se transfiere desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra hasta los tanques de almacenamiento de

los buques, en un área extensa, a aproximadamente 400 metros de las descarga de las bombas.

Los medidores electromagnéticos generalmente deben tener una instalación permanente, aunque también los hay portátiles. Puede trabajar con flujos en ambas direcciones. Existen medidores magnéticos tanto para tuberías de diámetros muy pequeños: por ejemplo 3 mm hasta 12 mm (1/8" hasta 15/32"), hasta diámetros relativamente grandes: de 15 mm hasta 2200 mm (1/2" a 88"), en este caso se propone la instalación de un medidor de 36" de diámetro, debido a que éste es el diámetro de las líneas de tubería

3.4.4 Instalación de termocuplas en la cercanía de los tanques de almacenamiento.

Actualmente, el TAECJAA se encuentra incumpliendo la norma API en su capítulo 8 sección 1, debido a que la toma de la temperatura ambiente es realizada en las cercanías de la sala de control y no en las cercanía de los tanques de almacenamiento, por esta razón se propone instalar varios dispositivos de medición de temperatura en el área de tanques para solventar el problema presentado.

Los dispositivos que se proponen a instalar son las termocuplas, las cuales pueden ser colocadas a la altura que se desee, debido a que poseen un largo cable que conecta la termocupla con la pantalla de medición.

CAPITULO 4

DISCUSION DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un total de 16 cargamentos se evaluaron desde el día 19 de noviembre de 2010 hasta el 04 de marzo de 2011, abarcando todos los pasos que deben seguirse para lograr un despacho de crudo de forma eficiente desde el terminal hasta la plataforma de embarque. En esta evaluación se encontraron diversas deficiencias en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo, las cuales generaron diferencias entre los valores de calidad y volumen reportados por el terminal y los valores de calidad y volumen reportados por el buque en estudio. A continuación se especifican cada una de las deficiencias encontradas en la evaluación realizada al sistema de almacenamiento y embarque de crudos del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui.

4.1 Caracterización de los crudos Merey 16 y Mesa 30 en el sistema de almacenamiento y embarque de crudo.

4.1.1 Aforación de tanques de almacenamiento

Durante la evaluación de los distintos cargamentos en el terminal, se observó que por descuido tanto de los operadores como de los inspectores, realizaban la operación de aforación sin seguir la normativa indicada. Varias veces se encontró que para ahorrar tiempo los que realizaban la operación de aforación eran los inspectores independientes y los inspectores del MENPET y no los operadores, de igual forma se observó que cuando dos medidas de nivel no se repetían consecutivamente ellos convenían los

valores para evitar así tener que estar por largos periodos de tiempo realizando el mismo trabajo.

En la medición de la temperatura del crudo contenido en el tanque, se emplea un instrumento de medición denominado *thermoprobe*. Este instrumento presentó fallas durante la aforación de los tanques TA1-T-18, TA1-T-04 y TA1-T16 en los cargamentos 1,5 y 9 respectivamente, esta falla generó en los tres cargamentos que la temperatura promedio final de los tanques fuera mayor a la temperatura promedio inicial de los tanques cuando es todo lo contrario. Esto influye de manera significativa en la obtención del volumen despachado por el terminal, debido a que esta temperatura es empleada para calcular el factor de corrección por techo flotante (FRA), el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh) y el factor de corrección de volumen (VCF). Si se hubiese considerado este impacto en la obtención del volumen transferido por los tanques mencionados, el volumen final resultaría mayor que los reportados que fueron 71.010,78 Bbls, 188.874,16 Bbls y 281.996,35 Bbls, respectivamente. Y por consiguiente el volumen neto estándar final sería menor a los denominados, reduciendo de esta forma la diferencia entre las cifras volumétricas obtenidas entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra los tanques de almacenamiento ubicados en los buques.

4.1.2 Certificado de calidad del crudo

De igual forma que en la aforación de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, para la certificación se encontraron desviaciones. Se observó para los cargamentos 3, 7,8 y 9 que mientras el operador de campo aforaba el tanque, el inspector independiente y el inspector del MENPET tomaban las muestras del tope, centro y fondo del tanque, es decir, que si el operador estaba realizando mal la aforación en alguno de estos cargamentos, no había nadie que lo supervisara, además que el movimiento

originado por el instrumento toma muestra en el tanque podía afectar la medición de nivel, debido a que ambas operaciones eran realizadas simultáneamente, y esa posible desviación no era considerada.

4.1.3 Empaque de la línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16 desde los tanques de almacenamiento hasta los tanques del buque

El empaque de línea es el procedimiento que se realiza previo al inicio de carga, donde se llena la línea por la cual se va transferir el crudo desde el terminal hasta plataforma, durante este procedimiento se debe realizar la alineación de las válvulas, dicha alineación consiste en verificar todo el trayecto que va a seguir el crudo, e ir cerciorándose que las válvulas estén en la posición correcta. Se observó que muchas veces este procedimiento no se seguía, es decir, no se revisaba válvula a válvula para verificar su posición correcta, lo que originaba diferencias volumétricas elevadas.

Durante los cargamentos 8 (Merey), 9, 13 y 15 el procedimiento de alineación de válvulas se realizó correctamente, lo cual originó una disminución considerable en las diferencias volumétricas, siendo los porcentajes de desviación 0,02; 0,07; 0,01 y 0,01 respectivamente.

4.1.4 Toma de muestra en línea P- TA1 –212 – BA1 de crudo Merey 16

A lo largo de todo el proyecto, se tomaron muestras de cada cargamento; desde que éstos iniciaban hasta que terminaban, dichas muestras eran tomadas en las líneas de descarga, a través de unas tuberías denominadas toma muestras, cada 2 horas; con la finalidad de comparar los resultados de las certificaciones de los tanques con los resultados obtenidos de las muestras en línea. De los 16 cargamentos estudiados, 6 de ellos presentaron diferencias entre la gravedad API obtenida de las muestras en línea y la gravedad API obtenida de la certificación de los tanques; estas desviaciones se pueden apreciar en la tabla 4.1. El cargamento donde se

observó mayor diferencia fue en el cargamento número 3, con una diferencia de 4,6 °API, teniendo el criterio de aceptación o rechazo un valor de 0,5 °API; además cabe destacar que aunque el cargamento 9 no presentó un alto porcentaje de desviación se tomó en cuenta debido a que todas las muestras tomadas en línea arrojaron el mismo valor para la gravedad API. Las desviaciones presentadas permiten afirmar que la toma de muestra de los tanques no se está realizando de forma correcta, según lo indica la norma API en su capítulo 8 sección 1, y no precisamente toda la responsabilidad es de los operadores, debido a que cuando al terminal llega un operador nuevo, los encargados de enseñarles el procedimiento son los operadores con mayor tiempo de trabajo, es decir, que si éstos tienen alguna deficiencia en el proceso, se la van a transmitir al nuevo. En atención a lo expuesto se puede inferir que la empresa no le está brindando al operador las herramientas indicadas para realizar el trabajo de forma correcta. Otra razón que debe ser tomada en consideración son las fugas en líneas, debido a que en los seis cargamentos que presentaron diferencias las líneas de succión usadas fueron la 60"-P-TA1-123-AA1 y la 60"-P-TA1-125-AA1 tres veces cada una. Por otra parte se observa que en los cargamentos 12 y 13 la diferencia entre las gravedades API es cercana y la vez que las líneas usadas tanto de succión como de descargas fueron las mismas para ambos cargamentos.

De igual forma que para la gravedad API, el contenido de agua en el crudo de las muestras tomadas en línea fue comparado con el contenido de agua reportado por la certificación de los tanques. En la tabla 4.2 se puede apreciar que en la mayoría de los cargamentos se obtuvieron diferencias, el principal factor que incidió en estas diferencias es el tiempo de reposo del crudo en los tanques de almacenamiento, debido a que el terminal no cumple con el tiempo de reposo reglamentario al crudo almacenado en los tanques antes de ser despachado, lo que origina, que a medida que las moléculas del

crudo se van estabilizando y la emulsión crudo-agua se va separando, se van a obtener más barriles de agua de lo que se midió inicialmente.

4.2 Ejecución de los balances de masa y cálculos de volumen correspondientes al sistema de almacenamiento y embarque de crudo.

En cuanto a la diferencia de volumen se puede observar en la tabla 4.3 que de los 16 cargamentos estudiados cuatro de ellos excedieron el margen de tolerancia en el sistema de transporte de crudo, el cual tiene un valor de 0,3%. El caso más relevante se presentó en el cargamento número 11 del buque Olinda, el cual cargó crudo Mesa 30. En dicho cargamento se emplearon tres tanques de almacenamiento ubicados en tierra, dichos tanques fueron el TA1-T-11, TA1-T-13 y TA1-T-16; mientras que en el buque se usaron los tanques 1C, 3C, 4C, 6C, 7C, 1S y 2S. Como se observa en la tabla 4.3, el volumen que fue almacenado en el buque es mucho mayor al volumen que fue enviado desde tierra, esto se debe a que el cargamento tenía previsto comenzar la transferencia de crudo el día 14 de febrero de 2011, pero debido a las condiciones ambientales desfavorables que se presentaban para ese momento se tuvo que posponer el inicio de la carga para el 15 de febrero de 2011, sin embargo para esta fecha y durante toda esa semana el mal tiempo y los fuertes vientos, persistieron en el terminal, por ello al momento de hacer la inspección final al buque la medición fue tomada con algunas imprecisiones debido al fuerte movimiento del buque.

Tabla 4.1 Desviaciones de gravedad API entre las certificaciones de los tanques y las muestras tomadas en línea.

Nº	Buque	Muestra del Tanque	Promedio de muestras tomadas en línea	Diferencia	Tanque	Línea de Succión	Línea de Descarga
1	Olinda	15,9	16,2	0,3	TA1-T-04	60"-P-TA1-123-AA1	36"-P-TA1-212-BA1
3	Olinda	20,8	16,2	4,6	TA1-T-18	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-214-BA1
8	Voyager	17,4	16,4	1,0	TA1-T-12	60"-P-TA1-123-AA1	36"-P-TA1-213-BA1
8	Voyager	32,2	31,6	0,6	TA1-T-10	60"-P-TA1-122-AA1	36"-P-TA1-214-BA1
9	Georgios	32,2	32,5	0,3	TA1-T-12	60"-P-TA1-123-AA1	36"-P-TA1-214-BA1
12	Koa Spirit	17,5	16,1	1,4	TA1-T-11	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-213-BA1
13	Olinda	17,2	16	1,2	TA1-T-12	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-213-BA1

Tabla 4.2 Desviaciones de contenido de agua entre las certificaciones de los tanques y las muestras tomadas en línea.

Cargamento	Buque	Tanque	Contenido de agua por certificación de los tanques	Contenido de agua de las muestras tomadas en línea	%desviación
1	Olinda	TA1-T-18	0,863	0,938	8,00
		TA1-T-12	0,913	0,938	2,67
		TA1-T-19	0,488	0,488	0,00
4	Olinda	TA1-T-19	0,95	0,976	2,66
		TA1-T-18	0,925	0,863	7,18
		TA1-T-03	1,075	1,263	14,89
5	Voyager	TA1-T-19	0,85	0,938	9,38
		TA1-T-03	0,65	0,938	30,70
6	Olinda	TA1-T-16	0,2	0,286	30,07
7	Ocean Elegance	TA1-T-16	0,2	0,286	30,07
8 (Merey)	Voyager	TA1-T-18	1,1	1,838	40,15
		TA1-T-04	0,6	0,963	37,69
		TA1-T-12	0,25	0,6	58,33
8 (Mesa)	Voyager	TA1-T-11	0,588	0,988	40,49
10	Amalthea	TA1-T-18	0,55	0,95	42,11
11	Olinda	TA1-T-16	0,075	0,095	21,05
12	Koa Spirit	TA1-T-19	0,325	1,176	72,36
		TA1-T-12	0,775	0,938	17,38
13	Olinda	TA1-T-12	0,7	1,113	37,11
15	United Honor	TA1-T-04	0,625	1,038	39,79
		TA1-T-03	0,738	1	26,20
16	Georgios	TA1-T-10	0,425	0,238	78,57

Para este cargamento se realizaron los cálculos nuevamente, pero en vez de utilizar los valores de volumen se transformaron a masa obteniéndose un porcentaje de desviación de 0,38; el cual se puede apreciar en la tabla 4.4, este porcentaje tiene un valor menor que el obtenido con los cálculos realizados en función de volumen, lo que da a pensar que se está cometiendo un error al trabajar con los valores de volumen para realizar los cálculos, debido a que se está incumpliendo una de las leyes de la termodinámica que enuncia que la única forma para que los volúmenes sean aditivos es que posean la misma densidad no siendo este el caso, porque cada uno de los tanques utilizados en este cargamento poseía una densidad distinta.

Otro de los cargamentos que presentó gran relevancia en esta evaluación fue el cargamento número 7, del buque Ocean Elegance el cual presentó un porcentaje de desviación de 0,31%, en este cargamento se emplearon los tanque TA1-T-16 y TA1-T-11; y los tanques usados por el buque para almacenar el crudo fueron el 2C, 4C, 5C, 6C, 7C, 1P y 1S. En la tabla 4.3 se puede observar que en este caso la cifra del volumen transferido desde los tanques de almacenamiento ubicados en tierra es mayor a la cifra del volumen recibido por los tanques de almacenamiento ubicados en el buque.

El día 03 de marzo de 2011 se evaluó el cargamento del buque Georgios el cual presentó un porcentaje de desviación de 0,44% a favor del buque. Este buque realizó un reclamo al terminal debido a que en la notificación de embarque ambas partes habían acordado conectar el buque a cuatro brazos de carga de 16 pulgadas, es decir, conectar el buque a cuatro tuberías de 16 pulgadas, pero el terminal solo conecto dos brazos de carga, debido a que se le iba a realizar mantenimiento a los otros dos brazos de carga, retrasando así el tiempo de carga. Sin embargo al inicio de la carga se abrió una de las válvulas de un tercer brazo de carga que permitía el paso de

crudo desde las líneas de plataforma hasta los tanques de almacenamiento del buque.

Tabla 4.3 Comparación entre los volúmenes obtenidos de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque

N°	Buque	Fecha	Volumen (Bbls)		% desviación	Línea de Succión	Línea de Descarga
			Tierra	Buque			
1	Olinda	19/11/2010	299.900,45	300.513,73	0,20	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-212-BA1
2	Olinda	29/11/2010	680.729,95	686.012,37	0,78	60"-P-TA1-122-AA1	36"-P-TA1-211-BA1
3	Olinda	09/12/2010	550.032,52	549.479,43	0,10	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-214-BA1
4	Olinda	16/12/2010	599.845,89	598.544,73	0,22	60"-P-TA1-123-AA1	36"-P-TA1-214-BA1
5	Voyager	21/12/2010	401.421,24	400.309,75	0,28	60"-P-TA1-125-AA1	36"-P-TA1-212-BA1
6	Olinda	28/01/2011	659.615,42	658.708,20	0,14	60"-P-TA1-126-AA1	36"-P-TA1-213-BA1
7	Ocean Elegance	30/01/2011	518.431,07	516.843,63	0,31	60"-P-TA1-122-AA1	36"-P-TA1-211-BA1
8	Voyager	01/02/2011	601.732,45	601.870,84	0,02	60"-P-TA1-123-AA1	36"-P-TA1-213-BA1
			300.106,58	299.819,38	0,10	TA1-T-10/ TA1-T-11	60"-P-TA1-122-AA1
9	Georgios	03/02/2011	474.593,06	474.240,69	0,07	TA1-T-16/ TA1-T-10	60"-P-TA1-126-AA1

Tabla 4.3 Comparación entre los volúmenes obtenidos de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque (continuación)

Nº	Buque	Fecha	Volumen (Bbls)		% desviación	Línea de Succión	Línea de Descarga
10	Amalthea	03/02/2011	550.430,15	551.881,69	0,26	TA1-T-19/ TA1-T-18	60"-P- TA1-123- AA1
11	Olinda	14/02/2011	599.110,91	602.939,38	0,64	60"-P- TA1- 126-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
12	Koa Spirit	23/02/2011	550.835,53	551.828,85	0,18	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
13	Olinda	27/02/2011	353.348,88	353.297,99	0,01	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
14	Leyka	28/02/2011	549.700,15	550.452,42	0,14	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
15	United Honor	03/03/2011	550.147,89	550.097,38	0,01	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
16	Georgios	03/03/2011	487.871,27	489.998,11	0,44	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1

Quando el terminal se percató de esta situación se procedió a cerrar la válvula inmediatamente pero ya se había transferido cierta parte del crudo, es por ello que la cantidad de volumen obtenido en los tanques de almacenamiento de los buques es mayor al obtenido por los tanques de almacenamiento de tierra.

Por último se tiene el cargamento número dos, efectuado el día 29 de noviembre de 2010 por el buque Olinda, el cual presentó un porcentaje de desviación de 0,78% a favor del buque. Este cargamento fue detenido el día 29 a las 04:10 de la tarde debido al mal tiempo y se procedió a arrancar la

cargar nuevamente el día 30 de noviembre de 2010. El personal operacional presentó cierta confusión en cuanto a la hora de parada de carga, el personal perteneciente a la guardia diurna del día 29 de noviembre de 2010 planteó, que la parada de carga se originó a las 4:10pm, mientras que la guardia nocturna del mismo día planteó que la carga se detuvo a las 06:00pm. Debido a esta confusión de hora de la parada de carga se obtuvo un alto porcentaje de desviación en este cargamento, tomándose para los cálculos los datos que fueron emitidos por la guardia diurna.

Se observa que para los cuatro cargamentos que presentaron mayor porcentaje de desviación, tres de ellos usaron la misma combinación de líneas de tubería, siendo la línea de succión la 60"-P-TA1-122-AA1 y la línea de descarga la 36"-P-TA1-211-BA1, el cargamento número 11 por su parte usó para la línea de succión la 60"-P-TA1-122-AA1 y la descarga fue la misma que la usada en los otros tres cargamentos, por lo que se infiere que esta combinación de tuberías está originando pérdidas en algún tramo de la trayectoria

Se puede observar en la tabla 4.3 que las altas diferencias se generaron durante la transferencia del crudo Mesa, debido a que este crudo es menos viscoso que el crudo Merrey, lo cual le atribuye la propiedad de fluir rápidamente, y si no se llevan a cabo las operaciones con el procedimiento debido se tendrán resultados alterados.

En cuanto a los balances de masa, se realizó una comparación entre los distintos porcentajes de desviación, dichos porcentajes se pueden apreciar en la tabla 4.5. Mediante la comparación realizada se observó que el porcentaje de desviación 2 presenta un menor error que el porcentaje de desviación 1 y que el porcentaje de desviación 3. A su vez comparando el porcentaje de desviación 1 con el porcentaje de desviación 3 se tiene que el porcentaje de desviación 3 presenta un menor error que el 1. Todo esto quiere decir que el porcentaje de desviación que presenta mayores

diferencias es el porcentaje donde se compara la fracción másica de agua obtenida mediante balances de masa con la fracción másica de agua obtenida mediante la compuesta del buque.

Tabla 4.4 Comparación entre las masas obtenidas de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los tanques de almacenamiento del buque

N°	Fecha	Masa (kg)		%desviación
		Tierra	Buque	
1	19/11/2010	45.259.945,89	45.567.005,83	0,46
2	29/11/2010	94.533.936,63	94.974.158,04	0,52
3	09/12/2010	83.009.026,98	82.150.750,45	0,04
4	16/12/2010	91.078.808,98	90.881.249,89	0,21
5	21/12/2010	60.912.310,60	60.660.926,29	0,38
6	28/01/2011	90.807.337,78	90.849.485,21	0,11
7	30/01/2011	70.680.743,72	71.373.855,05	0,91
8	01/02/2011	91.307.867,57	91.204.483,99	0,10
		41.276.909,69	41.251.712,00	0,02
9	03/02/2011	64.937.178,30	65.009.585,39	0,12
10	03/02/2011	82.956.157,33	83.454.786,96	0,55
11	15/02/2011	83.199.383,36	82.852.108,99	0,38
12	23/02/2011	82.632.833,53	82.502.006,59	0,25
13	27/02/2011	53.432.929,62	53.357.837,55	0,18
14	28/02/2011	82.793.704,63	82.627.867,89	0,09
15	03/03/2011	83.392.882,75	83.411.460,59	0,01
16	03/03/2011	67.150.098,75	67.382.362,85	0,35

La opción que presentó menos diferencia a lo largo de todos los cargamentos estudiados fue la del porcentaje de desviación 2, donde se

compara la fracción másica del agua obtenida por balance de masa y la fracción másica del agua obtenida mediante los cálculos del cargamento. Con lo cual se puede afirmar que si se comienza a utilizar las fracciones másicas de agua calculadas por balance de masa en los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, se puede empezar a disminuir las desviaciones que se presentan en el área de calidad.

En la tabla 4.6, se observan los resultados de las fracciones másicas de crudo calculadas a lo largo de los distintos cargamentos estudiados. En este caso se observa que el porcentaje de desviación dos es el que presenta mayores valores de desviación en comparación con los porcentajes uno y tres, por ello se indica que el cálculo de calidad realizado en el buque está arrojando grandes diferencias a lo largo de todos los cargamentos.

Mas, sin embargo en este caso el porcentaje uno y el porcentaje tres presentaron una igualdad, pero cabe destacar, como se indicó para las fracciones másicas del agua, que el porcentaje tres se obtiene mediante la comparación de las fracciones másicas de crudo obtenidas por los tanques de almacenamiento ubicados en tierra, y las fracciones másicas de crudo calculadas por el buque, y como ya se dijo esta última genera errores debido a que en el buque se asume una calidad igual para todo el cargamento cuando no es así.

4.3 Análisis de los factores que inciden en las diferencias volumétricas entre los tanques de almacenamiento ubicados en tierra y los buques de carga.

4.3.1 Gravedad API del cargamento

Durante el primer cargamento, se asumió que la gravedad API obtenida era la misma para todos los tanques del buque, lo cual se considera erróneo,

debido a que gracias al alto inventario con el que contaba el terminal para el momento de esta carga se decidió transferir crudo de cuatro tanques diferentes, los cuales contaban con gravedades API diferentes, y al momento de mezclarse en un solo tanque del buque el crudo de dos tanques de almacenamiento provenientes de tierra generó una alteración en la gravedad API, por esto se afirma que todos los tanques del buque no pueden tener la misma gravedad API. Ésta va depender de la proporción en la cual esté presente de cada uno de los crudos enviados desde el terminal y de la forma de llenado de los tanques en el buque.

Tabla 4.5 Comparación de las fracciones másicas del agua

Nº	Fecha	Xc	Xt	Xb	%desviación	%desviación	%desviación
1	19/11/2010	0,0087	0,0067	0,0088	22,99	1,15	31,34
2	29/11/2010	0,0019	0,0026	0,0020	36,84	5,26	23,08
3	09/12/2010	0,0056	0,0156	0,0057	178,57	1,79	63,46
4	16/12/2010	0,0100	0,0102	0,0101	2,00	1,00	0,98
5	21/12/2010	0,0078	0,0084	0,0080	7,69	2,56	4,76
6	28/01/2011	0,0054	0,0062	0,0055	14,81	1,85	11,29
7	30/01/2011	0,0067	0,0062	0,0069	7,46	2,99	11,29
8	01/02/2011	0,0077	0,0099	0,0078	28,57	1,30	21,21
		0,0042	0,0052	0,0044	23,81	4,76	15,38
9	03/02/2011	0,0019	0,0020	0,0019	5,26	0,00	5,00
10	03/02/2011	0,0081	0,0077	0,0082	4,94	1,23	6,49
11	15/02/2011	0,0033	0,0038	0,0034	15,15	3,03	10,53
12	23/02/2011	0,0058	0,0099	0,0059	70,69	1,72	40,40
13	27/02/2011	0,0087	0,0084	0,0088	3,45	1,15	4,76
14	28/02/2011	0,0096	0,0108	0,0097	12,50	1,04	10,19
15	03/03/2011	0,0071	0,0071	0,0072	0,00	1,41	0,01
16	03/03/2011	0,0041	0,0027	0,0042	34,15	2,44	55,56

Tabla 4.6 Comparación de las fracciones másicas del crudo

Nº	Fecha	Xc	Xt	Xb	%desviación	%desviación	%desviación
1	19/11/2010	0,9958	0,9933	0,9912	0,25	0,46	0,21
2	29/11/2010	0,9951	0,9954	0,9980	0,23	0,29	0,06
3	09/12/2010	0,9956	0,9844	0,9943	1,12	0,13	1,01
4	16/12/2010	0,9899	0,9898	0,9899	0,01	0,00	0,01
5	21/12/2010	0,9948	0,9916	0,9920	0,69	0,73	0,04
6	28/01/2011	0,9967	0,9938	0,9945	0,29	0,22	0,07
7	30/01/2011	1,0058	0,9938	0,9931	1,19	1,26	0,07
8	01/02/2011	0,9910	0,9901	0,9922	0,09	0,12	0,21
		0,9921	0,9948	0,9956	0,27	0,35	0,08
9	03/02/2011	0,9998	0,9980	0,9981	0,18	0,17	0,01
10	03/02/2011	0,9952	0,9923	0,9918	0,29	0,34	0,05
11	15/02/2011	0,9863	0,9962	0,9966	1,00	1,04	0,04
12	23/02/2011	0,9908	0,9901	0,9941	0,07	0,33	0,40
13	27/02/2011	0,9916	0,9916	0,9912	0,00	0,04	0,04
14	28/02/2011	0,9870	0,9892	0,9903	0,22	0,33	0,11
15	03/03/2011	0,9929	0,9929	0,9928	0,00	0,01	0,01
16	03/03/2011	0,9966	0,9973	0,9958	0,07	0,08	0,15

Otro factor que indica que la gravedad API no puede ser la misma en todos los tanques del buque, es la muestra compuesta tomada de los buques, la cual para el primer cargamento, tuvo una gravedad API de 17,1 °API mientras que la calculada por el buque fue de 16,4 °API; presentando un valor de diferencia de 0,7 °API . En la tabla 4.7 se observan las desviaciones que se obtuvieron entre la gravedad API de la muestra compuesta y la gravedad API calculada por el buque.

Tabla 4.7 Diferencias entre la gravedad API de la muestra compuesta y la gravedad API calculada por el buque

N°	Buque	Gravedad API compuesta a bordo (°API)	Gravedad API determinada por la tabla API 13(°API)	Diferencia (°API)	Tanque	Línea de Succión	Línea de Descarga
1	Olinda	17,1	16,4	0,7	TA1-T-04/ TA1-T-12/ TA1-T-18/ TA1-T-19	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-212- BA1
2	Olinda	30,0	30,5	0,5	TA1-T-14/ TA1-T-15/ TA1-T-13	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
3	Olinda	17,1	18,5	1,4	TA1-T-19/ TA1-T-18/ TA1-T-03	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-214- BA1
7	Ocean Elegance	33,0	30,9	2,1	TA1-T-16/ TA1-T-11	60"-P- TA1- 122-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
10	Amalthea	17,3	16,8	0,5	TA1-T-19/ TA1-T-18	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
11	Olinda	30,1	31,7	1,7	TA1-T-11/ TA1-T-13/ TA1-T-16	60"-P- TA1- 126-AA1	36"-P- TA1-211- BA1
12	Koa Spirit	18,0	18,5	0,5	TA1-T-19/ TA1-T-12	60"-P- TA1- 125-AA1	36"-P- TA1-213- BA1
14	Leika	17,4	17,9	0,5	TA1-T-19/ TA1-T-18	60"-P- TA1- 123-AA1	36"-P- TA1-211- BA1

4.3.2 Errores de muestreo

En el seguimiento del trabajo realizado por los operadores de la planta se encontraron varios errores en el sistema; una de ellos fue la toma de muestra en los tanques, varias veces se observó que para adelantar el trabajo el inspector independiente o el inspector del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) eran los que tomaban las muestras mientras el operador

de campo tomaba las mediciones de nivel y temperatura del tanque. Por otro lado se observó, gracias al alto inventario que llegó a tener el terminal en varios momentos, que un tanque podía estar recibiendo crudo e inmediatamente al terminar, era certificado y aforado para ser destinado a embarque sin esperar las cuatro u ocho horas reglamentarias de reposo que el crudo debe tener para que ocurra la estabilización del mismo.

Por otro lado, al momento de la toma de muestra en línea para los primeros cargamentos se observó que muchos de los operadores no drenaban la línea antes de tomar la muestra, lo cual originaba errores.

En cuanto a los analistas del laboratorio se observó para los cinco primeros cargamentos que no dejaban reposar las muestras tomadas de los tanques el tiempo pertinente en un baño de agua para alcanzar la temperatura ambiente, como lo indica la norma API en su capítulo 8. Lo cual originaba errores en las mediciones y alteraciones en los valores de la gravedad API. Otro de los factores por parte de los analistas es que el tubo de secado que contiene desecante el cual es colocado en el extremo del condensador del equipo para la determinación de agua por destilación muchas veces se observaba lleno de humedad atmosférica y los analistas antes de iniciar el ensayo no cambiaban el desecante lo cual producía alteraciones en la cantidad de agua.

4.3.3 Dispositivos de agitación en los tanques de almacenamiento

Los agitadores presentes en los tanques de almacenamiento, como ya se dijo son dispositivos que permiten la separación de la emulsión crudo-agua de forma más efectiva. Si los tanques de almacenamiento contaran con estos dispositivos se estaría disminuyendo gradualmente uno de los errores causados por el muestreo, siendo este, el no esperar las 8 horas reglamentarias de reposo del tanque antes de ser despachado a un buque, si

el agitador estuvieran en funcionamiento, éstos podrían acelerar la separación de la emulsión y así disminuir un poco los errores de muestreo.

4.3.4 Errónea toma de la temperatura ambiente

Durante la evaluación del sistema de almacenamiento y embarque de crudo, se observó que en el terminal no se está cumpliendo con la norma API- MPMS, capítulo 12, debido a que la termocupla con la que se mide la temperatura ambiente está ubicado en las cercanías de la sala de control, la cual se encuentra aproximadamente a unos 200 metros de los primeros tanques del almacenamiento de tierra, y esta norma especifica que la toma de la temperatura ambiente debe realizarse en la cercanía de los tanque de almacenamiento ubicados en tierra. Mediante entrevistas realizadas al personal operacional de la empresa, se conoció que anteriormente ni siquiera tomaban la temperatura ambiente, y que esta termocupla ubicada en las adyacencias de la sala de control se colocó como una medida para disminuir las fallas antes presentadas.

Como ya se demostró en el capítulo tres, el valor de esta temperatura afecta el valor del coeficiente factor de corrección por el efecto de la temperatura en las paredes del tanque, debido a que con ésta se calcula la temperatura de la pared.

Encontrándose un 0,0010% de diferencia entre el volumen obtenido mediante la temperatura ambiente tomada desde las adyacencias de la sala de control y la temperatura ambiente tomada en la cercanía de los tanques de almacenamiento ubicados en tierra.

4.4 Formulación de opciones que permitan disminuir las diferencias de calidad y volumen entre los tanques del buque y los tanques ubicados en tierra

4.4.1 Colocación de un sistema de drenaje de crudo en las trampas de salida

Durante la evaluación de los 16 cargamentos, en el terminal, se observó que en el área de trampas de salida, en cada línea de descarga se cuenta con una tubería toma muestra, la cual tiene la función, como su nombre lo indica, de permitir la toma de muestra, de las líneas de descarga. La normativa por la cual se rige el terminal indica que las líneas deberían ser drenadas antes de tomar las muestras.

A lo largo del proceso se observó que en el área sólo se cuenta con dos recipientes de 20 litros para almacenar el crudo que es drenado de las líneas de descarga, los cuales se llenan fácilmente y el operador de campo es el encargado de trasladar el recipiente lleno desde las líneas de transferencia hasta el dique donde se almacena el crudo, para luego ser retirado por un vacuum, y trasladado hasta el tanque TA1-T-20, donde se almacena el crudo fuera de especificación. Este procedimiento resulta algo engorroso debido a la distribución de las tuberías dificulta el paso, y además muchas veces el procedimiento debe realizarse de noche y representa un peligro por los animales que se pueden encontrar en el área.

La tubería toma muestra posee un diámetro de 1 pulgada y una longitud de 1 metro (Ver anexo B), con lo cual se puede decir que para drenar completamente la tubería se deben desechar aproximadamente 3.000 cm^3 o lo que es lo mismo, tres litros de crudo, lo que da a entender que cada seis muestras que se tomen se debe ir a vaciar el recipiente donde se almacena el crudo al dique de almacenamiento, lo cual muchas veces no se hace.

Este sistema podría generar una acumulación de aguas de lluvia y sedimentos junto con el crudo en el dique, sin embargo esta razón no es de mucho peso para desechar la idea debido a que el crudo que es almacenado en el tanque TA1-T-20, pasa a ser tratado antes de volver a los tanques de almacenamiento para ser comercializado; este sistema a su vez disminuiría la contaminación que se está produciendo en el área debido a que cuando no se hace el cambio de recipiente a tiempo, estos se derraman al suelo (Ver anexo B.5).

4.4.2 Instalación de agitadores en los tanques de almacenamiento

Esta propuesta ayudaría a mantener la calidad de los tanques de almacenamiento, sin embargo para ser desarrollada se necesita de largos tiempos de operación, debido a que para ser ejecutada, se deben vaciar todo el tanque, retirar los techos flotantes de los mismos para así poder incorporar los agitadores a los tanques de almacenamiento. Se debe tener en cuenta que la implementación de los agitadores podría generar en el tanque la aparición de remolinos; lo que se podría evitar colocando el agitador fuera del eje central del tanque. En tanques mayores el agitador puede montarse en forma lateral, con el eje en un plano horizontal, pero no en la dirección del radio. Otra de las formas para evitar los remolinos dentro del tanque es instalando a su vez placas deflectoras; éstas son placas verticales perpendiculares a la pared del tanque. En los tanques son suficientes sólo cuatro placas deflectoras, para evitar remolinos y la formación de vórtice. Si el eje del agitador está desplazado del centro o inclinado, no se necesitan placas deflectoras

4.4.3 Instalación de medidores de flujo electromagnéticos en las líneas de descarga de crudo

Esta propuesta se fundamenta básicamente en la instalación de un medidor de flujo electromagnético en las líneas de carga a la plataforma de embarque, permitiendo medir en tiempo real las condiciones de caudal y el volumen del fluido, que circula a través de las tuberías, conociéndose de forma exacta la cantidad real del crudo despachado hacia el buque situado en la plataforma de embarque.

Entre la gran variedad de medidores de flujo existentes, se escogió este tipo de medidor debido a la cantidad de ventajas que posee. Éste está formado por un tubo, revestido interiormente con material aislante. Sobre dos puntos diametralmente opuestos de la superficie interna del mismo, se colocan dos electrodos metálicos, entre los cuales se genera la señal eléctrica de medida; y en la parte externa se colocan los dispositivos para generar el campo magnético, y todo se recubre de una protección externa, con diversos grados de seguridad.

El medidor electromagnético es diferente de otros aparatos precisamente por su principio de funcionamiento. Además, es distinto de los ultrasónicos, pues el electromagnético requiere una instalación fija, y tener un contacto directo entre los electrodos y el fluido, cosa que no sucede con los medidores ultrasónicos. Para contrarrestar la desventaja de instalación fija, el electromagnético suele tener mejor precisión; es más robusto y pesado que otros medidores, y generalmente es bastante más caro (del orden de 10 veces). Sin embargo, eso no es necesariamente cierto en todos los casos, además continuamente en el mercado salen nuevos modelos, con diferentes características y aplicaciones.

Estos medidores cuentan con la limitante que no pueden ser instalados en las cercanías de líneas de alta tensión, debido a que éstas podrían influenciar el campo magnético del equipo, y aunque sus costos de operación

son bajos se debe estar pendiente de realizarle un mantenimiento periódicamente, debido a que si el crudo llegara a producir depósitos sobre los electrodos, la medición generada sería errónea

4.4.4 Instalación de termocuplas en la cercanía de los tanques de almacenamiento.

Esta propuesta se realiza debido a que el terminal se encuentra incumpliendo la normativa para la toma de la temperatura ambiente. Lo que está generando alteraciones en los cálculos de volumen. Siguiendo este orden de ideas, inicialmente se propone instalar siete termocuplas, de manera que estas sean capaces de considerar el calor que desprenden los tanques de almacenamiento de crudo al ambiente y así corregir las fallas que se están cometiendo al trabajar con una sola termocupla, la cual como se puede observar en el anexo B figura B.6 se encuentra ubicada en la instalación de una lámpara, es decir, que cuando esta lámpara se encuentra encendida la termocupla considera el calor que ésta desprende por encontrarse tan cerca de la misma, pudiendo esto también estar afectado el valor.

4.2 Conclusiones

1. Los resultados de la tomas de muestra en línea permiten afirmar que no se está siguiendo la normativa adecuada para tal fin.
2. La toma de muestra en línea se vio afectada por el deficiente sistema de drenaje de las tuberías toma muestras del terminal.
3. Se encontrón cuatro cargamentos que superan el límite de diferencias de volumen, lo cual representa el 25 % de los cargamentos estudiados.
4. Las mayores diferencias de volumen fueron encontradas durante la transferencia de crudo Mesa.
5. Los factores más relevantes en las diferencias de calidad encontrados fueron la gravedad API que se calcula por parte del buque para todo el cargamento y los errores de toma de muestra
6. Los factores más relevantes en las diferencias de volumen encontrados, fueron los errores en la medición de los tanques y la toma errónea de la temperatura ambiente.

4.3 Recomendaciones

1. Realizar un procedimiento operacional de transferencia de crudo, el cual sea certificado mediante las normas ISO 9000.
2. Reemplazar la termocupla que se encuentra en las adyacencias de sala de control, por termocuplas en el área de tanque, para la toma de la temperatura ambiente.
3. Reparar los agitadores de los tanques TA1-T-17, TA1-T-18 y TA1-T-19.
4. Automatizar la obtención del volumen transferido de crudo desde el terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui hasta la plataforma de embarque.

5. Realizar un análisis técnico-económico para determinar cual sería la mejor propuesta a seleccionar.

BIBLIOGRAFIA

(2011, enero). Glosario petrolero, de:
http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid_temas=51&newsid_idterm=9&newsid_termino=M&newsid_lugar=1

Aguirre, E. (2011, marzo). Facilidades de superficie en la industria petrolera, de <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml>

Alcalá y Vergara (1998). Filosofía de operación de la planta. Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudos José Antonio Anzoátegui. Jose, Venezuela.

Alderete, C. (2004). Almacenaje de fluidos en Plantas de Procesos. Argentina

Alderete, C. (2004). Calibración de tanques y recipientes a presión en la industria de procesos. Argentina

American Petroleum Institute, API. (2001). Manual de Estándares de medición de petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards), capítulo 8, segunda edición (2001)

American Petroleum Institute, API. (2001). Manual de Estándares de medición de petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards), capítulo 12, segunda edición (2001)

American Petroleum Institute, API. (2001). Manual de Estándares de medición de petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards), capítulo 17, segunda edición (2001)

Barberii, E. (2001). El Pozo Ilustrado. (5ta ed.). Caracas: Ediciones FONCIED

Burgos, J. (2011, enero). Determinación de la gravedad API y densidad, de <http://www.monografias.com/trabajos37/gravedad-api-densidad/gravedad-api-densidad.shtml>

Germán. (2005, marzo). Guías de laboratorio de crudos y aguas, de <http://www.uamerica.edu.co/pub/Petroleos/DocumentosCrudos/GUIAS.pdf>

Hernández, G. (2009, septiembre). Análisis de crudos, de <http://www.gustato.com/petroleo/analisiscrudos.html>

Himmelbalu, D., Principios y cálculos básicos en la ingeniería química. Sexta edición. Prentice Hall, Ciudad de México, México (1997)

Isaac, E. (2005, Julio). Diseño y Cálculo de Tanques de Almacenamiento, de: <http://www.inglesa.com.mx/books/DYCTA.pdf>

Lazzarini, K., Evaluación del sistema de descarga de la mezcla Pentano / Gasolina Natural de la planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, PDVSA. Tesis de Grado. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2009)

Rodríguez, R. Evaluación de los sistemas de transporte de crudo merey desde las estaciones de descarga de los distritos San Tome y Múcura hasta el Patio de Tanque Oficina (PTO) – PDVSA. Tesis de Grado. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2009)

Silva, H. (2007). Balances de materia y energía. (Primera edición). Venezuela.

Torres, R. Evaluación del Proceso de Almacenamiento, Medición, Fiscalización y Bombeo de Crudo en las Estaciones de Proceso Ept-1 a Epm-1, Distrito Morichal, Estado Monagas. Tesis de Grado. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela (2007)

Villafranca, J. Propuesta para garantizar la calidad del crudo Merey en los tanques de almacenamiento. Informe de pasantías. Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño, Barcelona, Venezuela (2010)

Wauquier, J. (2004). El refinado del petróleo. (2da ed.). Madrid: Ediciones dos santos

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TITULO:	"EVALUACION DE LOS PARAMETROS DE CALIDAD Y VOLUMEN EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA DE LOS CRUDOS MEREY 16 Y MESA 30"
SUBTITULO:	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Alfonzo F., Marisabel	CVLAC: 18.847.411 EMAIL: mafermenal.9@gmail.com
	CVLAC EMAIL:
	CVLAC EMAIL:
	CVLAC EMAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Crudo

Volumen

Calidad

Sistema de Almacenamiento

Descarga

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

En este proyecto se realizó una evaluación al sistema de almacenamiento y embarque de crudo del terminal de almacenamiento y embarque de crudo José Antonio Anzoátegui, mediante la caracterización de los crudos Merey y Mesa, la ejecución de balances de masa y cálculos de volumen del sistema, seguidamente se analizaron los factores que están incidiendo en las diferencias y se formularon las opciones que permitan disminuir las discrepancias; encontrándose que los factores que están produciendo las diferencias entre el crudo que es despachado desde los tanques en tierra y el crudo que es recibido en buque son: el incumplimiento de la norma MPMS-API en su capítulo 12, el poco tiempo de reposo que le da al crudo en los tanques, la ausencia de agitadores en los tanques, fallas en el proceso de alineación de válvulas, cálculo de una gravedad API general para todos los tanques del buque y errores en la toma de muestra. Por ésto se propuso instalar un sistema de drenaje en las trampas de salida para las tuberías toma muestras, colocar medidores de flujos en las líneas de descarga, y por último ubicar las termocuplas en el área de tanques para la medición de la temperatura ambiente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL						
	ROL	CA	AS	X	TU	JU	
Parra, Frank	CVLAC:	8.265.531					
	EMAIL:	frankparrag@gmail.com					
	EMAIL:						
	ROL	CA	AS	X	TU	JU	
Vázquez, Cesar	CVLAC:	8.290.249					
	EMAIL:	vzz.cesar@pdvsa.com					
	EMAIL:						
	ROL	CA	AS		TU	X	JU
Moreno, Luis	CVLAC:	8.987.972					
	EMAIL:	luisorenog@cantv.net					
	EMAIL:						
	ROL	CA	AS		TU		JU
Ochoa, Osvaldo	CVLAC:	3.995.379					
	EMAIL:	ochoa.osvaldo@gmail.com					
	EMAIL:						
	ROL	CA	AS		TU		JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	05	27
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DEL ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación del sistema de	application/msword
almacenamiento.doc	

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: Control de calidad-PDVSA **(OPCIONAL)**

TEMPORAL: Semestral **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Química.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

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

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

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

AUTOR

Alfonzo F., Marisabel

AUTOR**AUTOR**

Parra, Frank

TUTOR

Ochoa, Osvaldo

JURADO

Moreno, Luis

JURADO

Salas, Yraima

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS