

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



“ACTUALIZACIÓN DEL MÓDULO ÓLEO DEL SISTEMA CENTINELA
APLICANDO LA NORMA API PARA EL CÁLCULO DE CANTIDADES DE
PETRÓLEO, EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO PRESENTES
EN LOS PATIOS DE TANQUES Y TERMINALES DE EMBARQUE DEL
ORIENTE DE VENEZUELA”

REALIZADO POR:

RAMON A. LOPEZ M.

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

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2011

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



“ACTUALIZACIÓN DEL MÓDULO ÓLEO DEL SISTEMA CENTINELA
APLICANDO LA NORMA API PARA EL CÁLCULO DE CANTIDADES DE
PETRÓLEO, EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO PRESENTES
EN LOS PATIOS DE TANQUES Y TERMINALES DE EMBARQUE DEL
ORIENTE DE VENEZUELA”

ASESORES

ING. CARMEN VELASQUEZ
Asesor Académico

ING. MAIRA VALENZUELA
Asesor Industrial

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2011

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



“ACTUALIZACIÓN DEL MÓDULO ÓLEO DEL SISTEMA CENTINELA
APLICANDO LA NORMA API PARA EL CÁLCULO DE CANTIDADES DE
PETRÓLEO, EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO PRESENTES
EN LOS PATIOS DE TANQUES Y TERMINALES DE EMBARQUE DEL
ORIENTE DE VENEZUELA”

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

ING. LORENZO ARDITTI

ING. NIVIA DIAZ

ING. CARMEN VELASQUEZ.

Asesor Académico

BARCELONA, NOVIEMBRE DE 2011

RESOLUCIÓN

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

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A quién más sino al Espíritu, que me invade y me llena, me permite iniciar cada día con nueva fuerza, que dio origen a todo.

A quién más sino a mis Padres, que me dieron la vida y me apoyan, su soporte y consejos tan necesarios como mi propio accionar, su dirección y recomendaciones siempre útiles y acertados.

A quién más sino a mis Hermanos, acompañantes inamovibles, fastidiosos pero inteligentes, sin cuya compañía la vida sería aburrida.

A quién más sino a mis Amigos, necesarios y eternos, compañeros de crianza y crecimiento.

A quién más sino a mi Familia, sempiternos caminantes, a su lado muchos son pequeños, el mayor ejemplo de unión que he presenciado.

A todos ellos les dedico mi Trabajo de Grado. Espero sepan entender mi mensaje.

AGRADECIMIENTOS

El día de su victoria llegó finalmente. El hombre buscó llegar y al culminar, celebró. Celebró por días, varios días pasó en jerga, olvidando todo lo que había realizado. Su obra se había quedado atrás, porque el hombre fue egoísta. Fue solitario. Fue inútil su intento de recuperar lo que había obtenido, dado que ya había perdido todo. Un tiempo después, decidió visitar a su Maestro. El sabio vivía acompañado por una mujer, se amaban y respetaban, profesando principios muy valiosos a todos los que los rodeaban. No había nadie más sabio que ellos dos, ni había oposición a ellos. Sólo entrenaron algunos en su vida, decidiendo sus pupilos mediante la observación de su alma. Al entrar al antiguo templo, encontró a los sabios esperándolo. “Sabíamos que vendrías”, dijeron al unísono. Le instruyeron a sentarse frente de ellos, para meditar. Le ordenaron que cerrase sus ojos, que viajara con su mente hacia donde todo el que le había ayudado se encontraba. Fue en ese momento que lo entendió.

Su viaje empezó, visitando a un gran oso americano y a un oso pardo. La criatura sólo sonrió mientras el hombre les agradecía los favores concedidos, dejándoles saber que sin ellos no lo habría logrado. Luego imaginó una gran Estrella de Fuego en el firmamento, la saludó y deseó estar allá arriba, tan cerca y tan lejos a la vez. Le recordó al ser astral que ambos eran uno, aunque nacieran separados y fueran distintos. Dos caras de una misma moneda. “Sin tu energía no habría llegado a ningún lado”, le expresó con ojos húmedos.

Siguió adelante, llegando a un nutrido grupo de gente. Todos sonreían, lo miraban admirados. Él admiraba a la mayoría, todos tenían una gran historia en común entre ellos y con él. Cada quien había jugado un rol en su victoria personal. Cada uno había arriesgado un poco de sí

por él, aunque él nunca lo entendió directamente, luego lo vio con claridad.

El hombre despertó de su profunda meditación luego de aquellos viajes, donde había agradecido a todos, pero sintió que le faltaban varias personas importantes. Al abrir sus ojos tuvo la suerte de encontrarse rodeado de ellos. Las cuatro personas con quienes habría pasado todo su entrenamiento y con quienes posiblemente pasaría mucho tiempo más, de una manera u otra. Sus Maestros y sus compañeros de vida lo rodearon, él los dejó hacer y los abrazó de vuelta. A ellos realmente les debía todo, sin su presencia no habría estado ahí.

Su victoria personal no era tal, sino una victoria de un grupo. Todos los que participaron llevan crédito. La victoria volvió a él. La victoria era él, eran ellos, eran todos. La victoria jamás dejaría al hombre nuevamente.

Era un hombre nuevo.

- Luego de la corta historia, todo el que entienda su presencia en ella sabrá qué significan las palabras en ella contenidas. Quiero agradecer a la Ing. Maira Valenzuela por su apoyo durante mi pasantía, como mi tutora me ayudó y permitió que la tesis fuera llevada a término y a mi tutora en la Universidad, Carmen Velázquez, quien con sus conocimientos me guió y me ayudó a darle forma al proyecto, le agradezco todos sus sacrificios y su paciencia. También agradezco profundamente a Lester, Marielys, Rosa, Carlas y Fabiola Velázquez por el tiempo que me prestaron y sus enseñanzas y ayuda. También a Fabiola Cusato por su paciencia. Una mención muy especial a la Ing. Gladys Cortez, que cuando la necesité estuvo allí y siempre me apoyó de una manera u otra. Gracias a todos.

RESUMEN

En este trabajo se estudió el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, con el fin de actualizarlo a las normas internacionales más recientes, publicadas por el Instituto Americano de Petróleo en su “Manual de Estándares para la Medición de Hidrocarburos”, más específicamente en la sección correspondiente al cálculo de cantidades de petróleo en tanques de almacenamiento. Con ese fin se realizó una investigación interna en el sistema, obteniendo el algoritmo base encontrado en el mismo y definiendo que las variables necesarias para su actualización son el factor de corrección por techo flotante, el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque y el aumento de la exactitud del factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido. Se desarrolló una base de datos simulada en la cual se instauró el algoritmo base del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y un algoritmo modificado con las actualizaciones pertinentes. Luego se compararon los dos procedimientos de cálculos con datos de un mes de movimientos de una serie de tanques del Oriente de Venezuela, obteniendo como mayor desviación porcentual 0.97% en el tanque TA-1-T-12 del Terminal de Almacenamientos y Embarque de Crudos José Antonio Anzoátegui, que maneja crudo pesado. La actualización del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo debe ser realizada a prontitud, para compaginar los cálculos de cantidades de hidrocarburo en tanques con los estatutos internacionales, específicamente sus cambios más recientes.

CONTENIDO

	Pág.
RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	VIII
CONTENIDO	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
CAPITULO I	15
INTRODUCCIÓN	15
1.1 Planteamiento del Problema.....	15
1.2 Objetivo General.....	17
1.3 Objetivos Específicos	17
CAPITULO II	18
MARCO TEORICO	18
2.1 Antecedentes.....	18
2.2. Petróleos de Venezuela.....	19
2.3. Gerencia de Coordinación Operacional Oriente.....	19
2.4. Ubicación de los Patios de Tanques de Almacenamiento.....	19
2.5. Ubicación de los Terminales de Embarque.....	22
2.6. Petróleo.....	24
2.7 Tanques.....	25
2.7.1 Clasificación de los Tanques	25
2.7.1.1 Clasificación de los Tanques según su Diseño	25
2.8.1.1.1 Tanques de almacenamiento Atmosféricos	26
2.8.1.2 Clasificación de los Tanques según sus Formas.....	28
2.8.1.2.1 Tanques Cilíndricos Verticales.....	28
2.8.1.3 Clasificación de los Tanques según su Uso.....	29
2.8.1.3.1 Tanques Adaptados para el Almacenamiento.....	29
2.8.2 Normas API en el diseño de Tanques de Techo Fijo.....	29
2.8.3 Aspectos Generales de los Tanques de Techo Flotante.....	31
2.8.3.1 Funciones del Techo Flotante:	31
2.8.4 Normas API en el Diseño de Tanques de Techo Flotante Externo.....	32
2.8.4.1 Características del Techo Flotante Externo.....	32
2.8.4.1.1 Techo Flotante Tipo Pontón.....	34
2.8.4.1.2 Techo Flotante Tipo Doble Cubierta.....	35
2.8.5 Normas API en el Diseño de Tanques de Techo Flotante Interno (IFRT).....	36
2.8.6 Normas API 650 Y API 620 en el Diseño y Construcción de Tanques de Techo Fijo y Tanques de Techo Flotante.....	40
2.9 Fiscalización.....	41
2.9.1 Medición de Cantidad	42
2.9.1.2 Medidor de Nivel de Producto:.....	42
2.9.1.3 Medidor de Temperatura:.....	42
2.9.1.4 Medidores de Nivel de Agua Libre	42
2.9.1.5 Sistema de Monitoreo de Medición en Tanques.....	42
2.9.1.6 Sistema de Contabilidad de Líquidos:	43
2.10 Calculo de Volumen Fiscal Automatizado	43
2.10.1 Cálculo de Volumen Bruto Observado (GOV):	45
2.10.2 Calculo del Volumen Bruto Estándar (GSV) final o inicial.....	48

2.11 Sistema CENTINELA.....	49
2.11.1 Pozo	49
2.11.2 Gas.....	51
2.11.3 SEILA	54
2.11.4 Tabla	55
2.11.5 Vapor.....	55
2.11.6 Agua	55
2.11.7 Recomendaciones a Pozo (Rap)	56
2.11.8 Enlace	57
2.11.9 Óleo.....	57
2.12 Cambios de Especificaciones y Mejoras del Sistema CENTINELA.....	60
CAPITULO III.....	61
MARCO METODOLOGICO.....	61
3.1 Identificar las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo, según las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo (API). 61	61
3.2 Verificar las variables que intervienen en la medición en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en los Patios de Tanques Tejero y Jusepín y los Terminales de Embarque José Antonio Anzoátegui y Terminal Marino Guaraguao, de acuerdo con lo requerido por el Instituto Americano de Petróleo.	62
3.2.1 Patios de Tanque:.....	62
3.2.1.1 Patio de Tanques Jusepín (1 y 2).	62
3.2.1.2 Patio de Tanques Travieso.	62
3.2.2 Refinerías y Terminales de Embarque:	63
3.2.2.1 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui	63
3.2.2.2 Refinería Puerto La Cruz	63
3.2.2.2.1 Tanques de la serie 97xx	63
3.2.2.2.2 Tanques del Sistema OSAMCO.....	63
3.2.2.2.3 Tanques 80x15-17 para la alimentación a DA-1	63
3.2.2.3 Área de Carga del Terminal Marino Guaraguao (Patio de Carga)	63
3.3 Analizar el algoritmo actualmente utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, para el cálculo de los volúmenes presentes en tanques de almacenamiento.	63
3.4 Ajustar el algoritmo de cálculo usado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos actuales de las normas API.	64
3.5 Evaluar la aplicación de la norma API en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, sobre los volúmenes de petróleo medidos y/o fiscalizados.	65
CAPITULO IV	67
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	67
4.1 Identificar las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo, según las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo (API). 67	67
4.1.1 Variables Observadas:	67
4.1.1.1 Medida de Niveles en el Tanque.....	67
4.1.1.2 Temperatura en el Líquido y la Pared del Tanque.....	68
4.1.1.3 Contenido de Agua y Sedimento	69
4.1.3.1 Variables Calculadas:	69
4.1.3.1.1 Volumen Total Observado (TOV)	69
4.1.3.1.2 Volumen de Agua Libre (FW).....	69
4.1.3.1.3 Factor de Corrección por Temperatura en la Pared del Tanque (CTSh) 70	70
4.1.3.1.4 Ajuste por el Techo Flotante (FRA)	70
4.1.3.1.5 Volumen Bruto Observado (GOV)	71
4.1.3.1.6 Corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL ó VCF)	71
4.1.3.1.7 Volumen Bruto Estándar (GSV).....	71

4.1.3.1.8 Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW).....	72
4.1.3.1.9 Volumen neto estándar (NSV).....	72
4.2 Verificar las variables que intervienen en la medición en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en los Patios de Tanques Tejero y Jusepín y los Terminales de Embarque José Antonio Anzoátegui y Terminal Marino Guaraguao, de acuerdo con lo requerido por el Instituto Americano de Petróleo.	73
4.2.1 Patio de Tanques Jusepín.....	74
4.2.1.1 Características de los Tanques del Patio de Tanques Jusepín - 1.	76
4.2.1.2 Características de los Tanques del Patio de Tanques Jusepín-2.	77
4.2.2 Patio de Tanques Travieso.....	78
4.2.2.1 Características de los Tanques del Patio de Tanques Travieso.	78
4.2.3 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui.....	80
4.2.4 Refinería Puerto La Cruz.....	81
4.2.4.1 Tanques de la Serie 97xx	82
4.2.4.1.1 Características de los Tanques de la Serie 97xx. Refinería PLCR. ...	83
4.2.4.2 Tanques del Sistema OSAMCO.	84
4.2.4.2.1 Características de los Tanques del Sistema de Tanques OSAMCO. Refinería PLCR.....	84
4.2.4.3 Tanques 80x15-17 para Alimentación a DA-1.....	85
4.2.4.3.1 Características de los Tanques 80x15-17. Refinería PLCR.	85
4.2.4.4.2 Área de Carga del Terminal Marino (Patio de Carga).....	86
4.2.4.4.3 Características de los Tanques del Patio de Carga, Terminal Marino.....	88
En los Terminales de Embarque Guaraguao y la Refinería Puerto La Cruz se realizan las siguientes operaciones:.....	89
4.2.4.4.4 Centro de Despacho de Petróleo.....	91
4.2.4.4.5 Premisas de Almacenamiento.....	91
4.3 Analizar el algoritmo actualmente utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, para el cálculo de los volúmenes presentes en tanques de almacenamiento.	92
4.3.1 Secuencia de Cálculo de Cantidades de Hidrocarburo en Tanques De Almacenamiento, realizada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA:.....	92
4.3.1.1 Volumen de petróleo basándose en la tabla de calibración (Volumen Total Observado).....	92
El volumen de petróleo total observado es obtenido de la tabla de calibración del tanque específico, utilizando para leerla la información proveniente de los operadores de cada patio de tanques o terminal de embarque.	92
4.3.1.2 Obtención de datos externos medidos en campo: Temperaturas (T), Agua y Sedimento (AyS), gravedad API observada (APIobs), volumen de agua libre en el fondo del tanque (FW):.....	93
4.3.1.3 Cálculo del Volumen Bruto Observado (VBO):	93
4.3.1.4 Procesamiento de la Información:	94
4.3.1.4.1 Cálculo de la Densidad del hidrocarburo ajustada a 60°F:.....	94
4.3.1.4.2 Cálculo de la gravedad API ajustada de su temperatura real a 60°F:.....	95
4.3.1.4.3 Cálculo del Factor de Corrección del Volumen Líquido por temperatura (FCV):.....	97
4.3.1.4.4 Calculo del Volumen Bruto Estándar (VBE):.....	98
4.3.1.4.5 Cálculo del Volumen Neto Estándar (VBE):.....	99
4.4 Ajustar el algoritmo de cálculo usado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos actuales de las normas API, como son: factores de corrección por temperatura de la pared del tanque de almacenamiento, factor de corrección por techo flotante.....	100
4.4.1 Factor de Corrección de Volumen por Efecto de la Temperatura de la Pared del Tanque.....	100
4.4.2 Factor de Corrección de Volumen por Efecto del Peso del Techo Flotante. .	101

4.4.3 Mejora del Factor de Corrección de Volumen por Efecto de la Temperatura del Líquido	102
4.5 Evaluar la aplicación de la norma API actualizada en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, sobre los volúmenes de petróleo medidos y/o fiscalizados.....	103
4.5.1 Terminal de Embarques Guaraguao y Refinería Puerto La Cruz	104
4.5.2 Patio de Tanques Jusepín	105
4.5.3 Patio de Tanques Travieso:.....	106
4.5.4 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui.....	107
CONCLUSIONES	109
RECOMENDACIONES.....	111
BIBLIOGRAFIA	112
APÉNDICE A: TABLAS DE DATOS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO ..	114
APÉNDICE B: TABLAS DE MOVIMIENTOS Y RESULTADOS DE LA COMPARACIÓN DE LOS ALGORITMOS DE CÁLCULOS EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	126

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Esquema del Recibo Actual del Patio de Tanques Jusepin.	20
Figura 2.2 Esquema del Recibo Actual del Patio de Tanque Travieso.....	22
Figura 2.3 Ubicación de los Patios de Tanques y Terminales de Embarque.	24
Figura 2.4 Tanque de Techo Fijo	30
Figura 2.5 Tanque Techo Flotante Externo tipo pontón.....	34
Figura 2.6 Tanque Techo Flotante Externo tipo doble cubierta	36
Figura 2.7 Tanque Techo Flotante Interno.....	40
Figura 4.1 Tanque 97x20, Refinería PLCR.	83
Figura 4.2 Tanque 260x2, Terminal Marino Guaraguao	88

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Tanques sobre la superficie del terreno.	26

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema

En Venezuela, la empresa encargada de los procesos relacionados con los hidrocarburos es Petróleos de Venezuela, S.A., la cual maneja desde la exploración hasta el embarque y venta del crudo y sus derivados, tanto internamente como en diferentes partes del mundo.

Entre las dependencias de PDVSA, la Gerencia de Coordinación Operacional Oriente, es la que se encarga de las operaciones de manejo, transporte, almacenamiento y entrega de petróleo proveniente de los campos que están en producción a los terminales de embarque. Además, esta Gerencia realiza actividades de medición y fiscalización en los puntos de transferencia, custodia y verificación de la calidad del crudo.

Con el fin de controlar las actividades petroleras en Venezuela, pertinentes a la producción, manejo y almacenamiento de crudo en el país, se utiliza la herramienta computacional “Sistema CENTINELA”, que permite a los ingenieros y trabajadores de la Industria Petrolera: consultar, actualizar e incluir los datos, referidos al negocio de hidrocarburos. Entre las partes de dicho Sistema, se encuentra el Módulo Óleo, que se encarga del registro y procesamiento de las cantidades de crudo en los tanques de almacenamiento, para su utilización en todas las locaciones donde sea necesaria esa información. Actualmente, dicha unidad presenta un desfase en cuanto a la medición de crudos en tanques, con respecto las normas publicadas por el Instituto Americano de Petróleo (API) en su reglamento “Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos”, específicamente en la sección de cálculo de cantidades de petróleo. Esta diferencia con las normas internacionales causa

complicaciones en el negocio de exportación, problemas en la fiscalización interna del petróleo y contabilidad en los terminales de embarque. Por tal motivo, es necesario actualizar el algoritmo del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, a fin de ajustar los cálculos pertinentes a los volúmenes de hidrocarburos presentes en tanques de almacenamiento, en concordancia con las normas API.

1.2 Objetivo General

Actualizar el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, aplicando la Norma API para el Cálculo de Cantidades de Petróleo, en los Tanques de Almacenamiento presentes en los Patios de Tanque y Terminales de Embarque del Oriente de Venezuela.

1.3 Objetivos Específicos

1. Identificar las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo, según las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo (API).
2. Verificar las variables que intervienen en la medición en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en los Patios de Tanques Tejero y Jusepín y los Terminales de Embarque José Antonio Anzoátegui y Terminal Marino Guaraguao, de acuerdo con lo requerido por el Instituto Americano de Petróleo.
3. Analizar el algoritmo utilizado actualmente por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA para el cálculo de cantidades de petróleo presentes en tanques de almacenamiento.
4. Ajustar el algoritmo usado actualmente por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos de las normas API.
5. Evaluar la aplicación de la norma API en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, sobre los volúmenes de petróleo medidos y/o fiscalizados.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

Hurtado, realizó una investigación sobre las pérdidas por evaporación, por medio de cálculos en los tanques de techo fijo y techo flotante, en la cual se incluyó un estudio acerca del área de los Patios de Tanque del Oriente de Venezuela, en la cual obtuvo importante información acerca de la calibración, aparatos y características inherentes a la medición de las cantidades de petróleo. ^[1]

Di Nunzio, realizó una investigación de la incertidumbre en el proceso de medición, en el cual se muestra que en el Distrito Anaco existen puntos de contabilización y fiscalización en los cuales se aplican las técnicas de medición establecidas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), como son la toma de niveles de crudo y agua libre, temperatura y muestras de crudo en cada tanque a fiscalizar, donde se demuestra el procedimiento descrito en el Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos del Instituto Americano de Petróleo. ^[2]

El Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (MENPET), con la finalidad de desarrollar una metodología para la fiscalización de producción de hidrocarburos, basándose en los estándares internacionales impuestos por el Instituto Americano de Petróleo (API) en su “Manual de Medición de Hidrocarburos”, desarrolló una publicación oficial, en la cual se expresan los mecanismos para medir y corregir los volúmenes de los hidrocarburos, permitiendo que la información acerca de los volúmenes sea auditable por los organismos

competentes. En dicha normativa se menciona el Sistema CENTINELA como base de datos auditable del proceso petrolero de Venezuela. [3]

2.2. Petróleos de Venezuela.

Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA) es una empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada por decreto gubernamental para ejercer tales actividades luego de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de enero de 1976. [4]

2.3. Gerencia de Coordinación Operacional Oriente.

La Gerencia de Coordinación Operacional Oriente se encarga de las operaciones de recibo, transporte, almacenamiento y entrega de crudo proveniente de los campos producidos a los terminales de embarque. Además, esta Gerencia realiza actividades de medición, fiscalización en los puntos de transferencia, custodia y verificación de la calidad del crudo. [4]

2.4. Ubicación de los Patios de Tanques de Almacenamiento.

El Patio de Tanques Jusepín (PTJ) inició sus actividades el año de 1947. Esta instalación se encuentra a 155 Km. de la ciudad de Puerto La Cruz, en las cercanías del Complejo Jusepín, en la vía nacional que comunica la población de Jusepín con la parroquia El Tejero, al norte del Estado Monagas. Tiene 8 tanques en total, de los cuales dos almacenan crudo de la segregación Santa Barbara, que son el (55.001, 55.002) y de Mesa-30 seis tanques (155.006, 155.007, 155.008, 155.009, 155.010,

155.011), posee una capacidad nominal total de almacenamiento de 1010 MBIs y su capacidad operacional es de 906,420 MBIs.

El Patio de Tanques Jusepín 1 (PTJ-1), que se encuentra ubicado dentro del Complejo Jusepín, tiene una capacidad total de almacenamiento de 110 MBIs. Y consta de dos tanques atmosféricos, construidos con láminas de acero soldadas entre sí, cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650 de 55 MBIs. de capacidad, uno de Techo Fijo Cónico y otro de Techo Flotante Interno con Domo geodésico; en los cuales se recibe, mide y fiscaliza el crudo.

El Patio de Tanques Jusepín 2 (PTJ-2) posee una capacidad total de almacenamiento de 900 MBIs., está conformado por seis tanques atmosféricos construidos con láminas de acero soldadas entre sí, cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650, los cuales tienen una capacidad de 150 MBIs., cuatro de ellos son de techo flotante externo y dos de techo flotante interno con domo geodésico. Toda la producción recibida tanto en PTJ-1 como en PTJ-2 se transfiere hacia el Patio de Tanques Travieso a través de tres oleoductos laterales para la Segregación Mesa 30 y uno para la Segregación Santa Bárbara. [4]

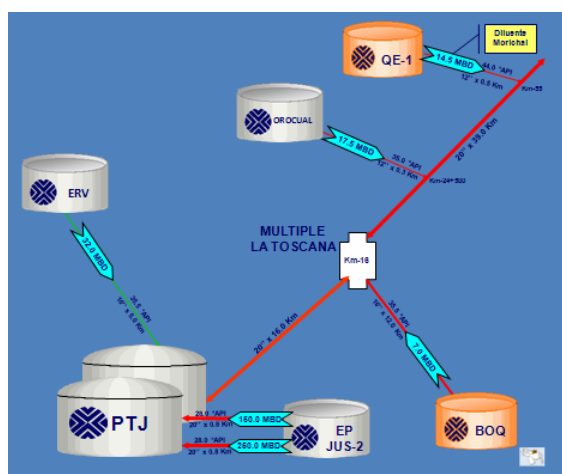


Figura 2.1. Esquema del Recibo Actual del Patio de Tanques Jusepín.

Fuente: PDVSA.

El Patio de Tanques Travieso (PTT) se encuentra ubicado a 154 Km de Puerto La Cruz en la población de El Tejero, en el Norte de Monagas. Posee una capacidad nominal total de almacenamiento de 2090 MBIs y su capacidad operacional es de 1.876,702 MBIs.

Está conformado por trece (13) tanques atmosféricos, construidos con láminas de acero soldadas entre sí, cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650, con capacidades de 97, 130, 200 y 250 MBIs.; cuatro de ellos almacenan crudo Mesa 30 proveniente de las Estaciones de Flujo: Muri, Musipán, Carito, Centro Operativo Amana (COA); otros cuatro el crudo proveniente del Patio de Tanques Jusepín, y los cinco tanques restantes almacenan la segregación Santa Barbara de Centro Operativo Tejero (COT), Santa Barbara, Centro Operativo Amana (COA) y del Patio de Tanques Jusepín.

Actualmente, en PTT no se fiscaliza el crudo, sino que sirve para almacenar, medir y contabilizar el crudo del Distrito Norte Área Punta de Mata y crudo de Jusepín.

El proceso de fiscalización es realizado en las estaciones de flujo, mediante la utilización de los equipos de medición de flujo másico (Micromotion), ubicados en las Estaciones de Flujo Carito, COA, COT, Muri, Musipán y Santa Bárbara, mientras que la fiscalización del crudo enviado de Jusepín, el proceso de medición y contabilización del crudo en este patio se lleva a cabo mediante el aforo manual en cada uno de los tanques. ^[4]

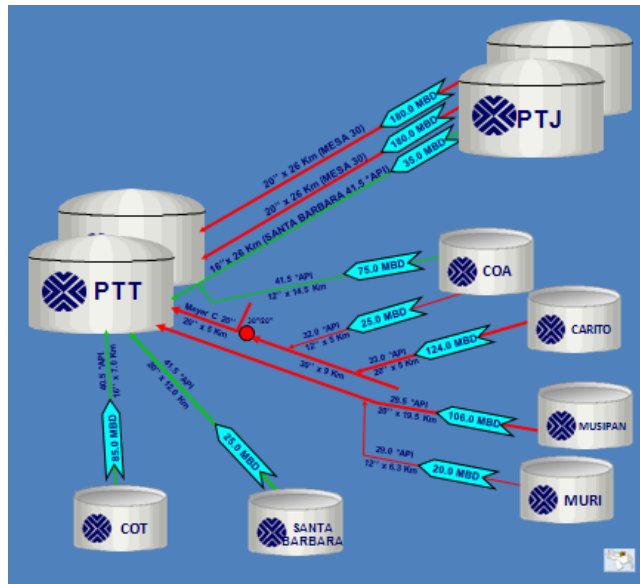


Figura 2.2. Esquema del Recibo Actual del Patio de Tanque Travieso.
Fuente: PDVSA.

2.5. Ubicación de los Terminales de Embarque.

Existen dos terminales de embarque destinados a la exportación tanto del petróleo como de productos refinados de este. Estos terminales están ubicados en Puerto La Cruz, Terminal Guaraguao, el cual es de tipo muelle y en Jose, en el que se utiliza un tipo de muelle flotante o monoboaya, a través del cual los banqueros son cargados a distancia de la costa.

El Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui (TAECJAA) está ubicado dentro del Complejo Petroquímico e Industrial Jose Antonio Anzoátegui, a 15 Km. de Puerto Píritu y a 28 Km. de Barcelona/Puerto La Cruz. Los tanques que almacenan la segregación Mesa-30 son 12, son tanques de techo flotante externo tipo doble cubierta, todos tienen el mismo diámetro de 227 pies, menos el TAI-T-20 que es de 150 pies. El tanque TAI-T-7 y TAI-T-8 actualmente están fuera de servicio.

El Terminal Marino Guaraguao situado en la Costa Noroeste de Venezuela dentro de la Bahía de Bergantín, la cual a su vez se encuentra dentro de la Bahía de Pozuelos. Los tanques que almacenan el crudo de Mesa-30 son del Área de almacenamiento y Área de carga.

El área de almacenamiento tiene los tanques de la serie 80Xxx que son el 80x15, 80x16 y 80x17, estos son flotante externo tipo pontón, son almacenados allí para obtener productos del crudo Mesa-30, es utilizado por la DA1. Los tanques de la serie 97xXX está conformada por 16 tanques, los tanques del 97x05 al 97x14 son cónico con cubierta interna y del 97x15 al 97x20 son flotante externo tipo pontón.

Los tanques Osamco, están conformados por 8 tanques que almacenan crudo, dos tanques cónico con cubierta interna y seis tanques de techo flotante externo tipo pontón. Este sistema de tanques posee una mayor capacidad de almacenamiento que los sistemas antes mencionados, ya que posee un mayor diámetro.

En el área de carga los tanques son servidos por el múltiple principal de carga y cada tanque posee una sola línea, por la cual reciben y entregan crudo. Estos tanques pueden recibir crudo directamente de las troncales y son empleados para el embarque de crudo a través de los muelles, lo cual se hace por gravedad. ^[4]

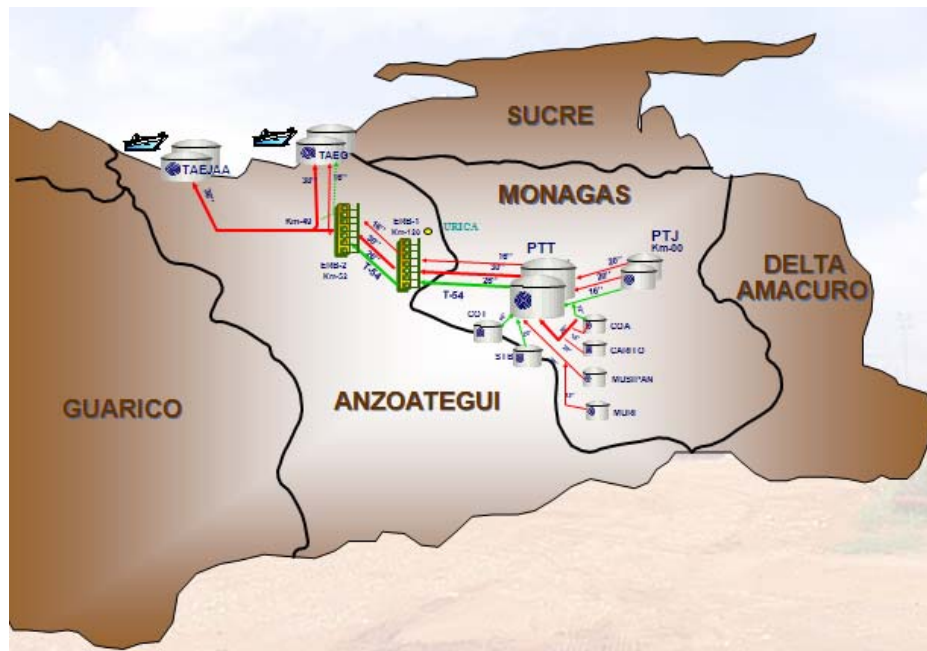


Figura 2.3.Ubicación de los Patios de Tanques y Terminales de Embarque.

Fuente: PDVSA.

2.6. Petróleo

El petróleo es una sustancia oleosa de color muy oscuro, compuesta de hidrógeno o carbono, y es llamado hidrocarburo. Puede encontrarse en estado líquido o gaseoso, mientras sea líquido es llamado crudo, y cuando sea gaseoso se le dará el nombre de gas, o gas natural.

Se define crudo como una mezcla de hidrocarburos compuestos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno e impurezas, entre las cuales las más comunes están constituidas por compuestos orgánicos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. El crudo puede variar desde un líquido movable, de color amarillo o verde, hasta fluidos más oscuros y con frecuencia casi negros, muy viscosos que a veces se solidifican en una pasta negra. [5]

2.7 Tanques

Para un almacenaje óptimo, es necesario conocer los diferentes tipos de almacenamiento y su rango de aplicabilidad. Por ello, se clasifican los tanques según su diseño, forma y uso, puntualizando las ventajas y desventajas de cada una de las diferentes formas de almacenaje. En tal sentido, se puede considerar como Tanque de Almacenamiento, aquellos recipientes que se utilizan para depositar crudos, productos y otros líquidos.

2.7.1 Clasificación de los Tanques

Los tanques de almacenamiento de los distintos crudos, productos y otros líquidos, se pueden clasificar según su: Diseño, Forma y Uso.

2.7.1.1 Clasificación de los Tanques según su Diseño

Los tanques se pueden clasificar según su diseño, dependiendo principalmente de la operación a realizar. Por tanto, basándose en este criterio, se pueden clasificar en los tipos siguientes:

- Atmosféricos
- Adaptados a presiones bajas
- Adaptados a presiones medianas
- Adaptados a presiones altas

En la tabla 2.1 se muestran algunas de las principales características de estos cuatro tipos de contenedores. En aquellos casos en los cuales los tanques operaran a temperaturas por debajo de las ambientales, se les denominan tanques refrigerados.

Nominación del tanque	Rango de presión de trabajo	Forma y tipo de pared	Normas utilizadas en el diseño	Fluidos que puede almacenar el tanque	Otras características
Atmosférico	Presión atmosférica	Cilíndricos y soldados. Ocasionalmente apernado	API-650	Poco Volátiles	Techos pueden ser fijos
Presiones Bajas	De 0 a 2.5lpc	Cilíndricos y soldados. Algunos apernado. Techo cónico.	API-620	Volátiles	Techos fijos o flotantes
Presiones Medianas	De 2.5 a 15 lpc	Cilíndrico con techo cónico o domo. También pueden ser esféricos y esferoidales.	API-620	Muy Volátiles	Usualmente techo fijo
Presiones Altas	Mayor de 15 lpc	Cilíndricos soldados o también de forma esférica y esferoidales.	CODIGO ASME	Productos refinados	Los cilindros presurizados usualmente poseen cabezales hemisféricos

Tabla 2.1 Tanques sobre la superficie del terreno.

Fuente: Evaluación de mermas de crudo y productos derivados en tanques de almacenamiento.

2.8.1.1.1 Tanques de almacenamiento Atmosféricos

En los tanques de almacenamiento atmosféricos, los parámetros de funcionamiento y/o variables de diseño son las siguientes:

- Composición y características del fluido que desea almacenar.
- Temperatura de almacenamiento.
- Presión de almacenamiento.

Estos tanques se diseñan y se construyen con el fin de almacenar productos a presión atmosférica. Generalmente, los diseños de estos tanques se hacen en un rango, que comprende desde presión atmosférica hasta 0.5 lpc. Estos se clasifican según el tipo de techo usado, en los tres tipos: de techo fijo, de techo flotante externo y de techo flotante interno. Asimismo se distinguen en:

- Tanques de Techo Fijo: Consiste básicamente en una cáscara de acero cilíndrica con techo fijado. En los tanques de techo fijo, el techo puede ser de forma cónica o tipo domo. Estos tanques están equipados con válvulas de venteo y de vacío, las cuales cumplen el propósito de nivelar las presiones dentro del tanque.
- Tanques de Techo Flotante Externo: Los tanques de techo flotante externo poseen un techo móvil, el cual flota encima del producto almacenado. El techo flotante consiste de una cubierta, accesorios y un sistema de sello de aro. La cubierta flotante generalmente es de acero soldado y de dos tipos: pontón o doble cubierta.
- Tanques de Techo Flotante Interno: Los tanques de techo flotante interno consisten en tanques de techo fijo, que a su vez contienen una cubierta interna flotante. El techo fijo externo protege al flotante interno de la lluvia y otros agentes externos, mientras que el techo flotante tiene como función mantener los

vapores, por lo que no tiene que ser tan resistente ni robusto, sólo lo necesario para cumplir su función.

El tanque de techo fijo normalmente almacena crudos y productos poco volátiles. Los tanques de techo flotante, externo e interno, se utilizan para minimizar las mermas por evaporación.

2.8.1.2 Clasificación de los Tanques según sus Formas.

La clasificación de los tanques según sus formas, se asocia fundamentalmente con su forma geométrica, pero en algunos casos también incluye las dimensiones del tanque. Basándose en estos criterios, los tanques se pueden clasificar de la manera siguiente:

- Tanques Cilíndricos: Verticales, horizontales, presurizados, combinados y esbeltos.
- Tanques Esféricos.

2.8.1.2.1 Tanques Cilíndricos Verticales.

Los tanques cilíndricos verticales se usan generalmente para el almacenaje de un producto o materia prima. Ejemplos típicos de estos tanques son:

- Tanques de Techo Fijo.
- Tanques de Techo Flotante Externo.
- Tanques de Techo Flotante Interno.
- Tanques Refrigerados de pared simple y doble.
- Tanques Abiertos.
- Tanques de Lavado.

2.8.1.3 Clasificación de los Tanques según su Uso.

La clasificación de los tanques según su uso, se basa fundamentalmente en el tipo de aplicación dada al tanque. De acuerdo con este criterio, los tanques se pueden clasificar en las dos categorías, a saber:

- Tanques adaptados para el Almacenamiento.
- Tanques adaptados para los procesos (tanques presurizados).

2.8.1.3.1 Tanques Adaptados para el Almacenamiento.

Los tanques adaptados para el almacenamiento, se diseñan y se construyen con el fin de almacenar productos, tales como:

- Crudo.
- Gasolina.
- Lubricante.
- Residual.
- LPG presurizado.
- Propano refrigerado.
- Isobutano refrigerado.
- Normal butano refrigerado.
- Agua (Potable, cruda, contra incendios).
- Químicos.
- Otros.

2.8.2 Normas API en el diseño de Tanques de Techo Fijo.

Los tanques de almacenamiento de crudos y productos derivados, suelen utilizar normas API (“American Petroleum Institute”) para la caracterización de su construcción. Estas se presentan en diversas

especificaciones de acuerdo con las características básicas de diseño. Ejemplo de estas normas son las siguientes:

- Normas 12B: Especifican las principales características de tanques apernados para almacenar productos líquidos.
- Normas 12D: Especifican las principales características de tanques soldados ubicados en el campo para almacenar productos líquidos.
- Normas 12P: Especifican las principales características de tanques soldados ubicados en patios de distribución de productos.

El Instituto Americano de Petróleo también presenta normas estándares, tales como: 620 , 650, 2000, así como otras que especifican el diseño, protección y limpieza de tanques elevados y de otras clases de tanques.

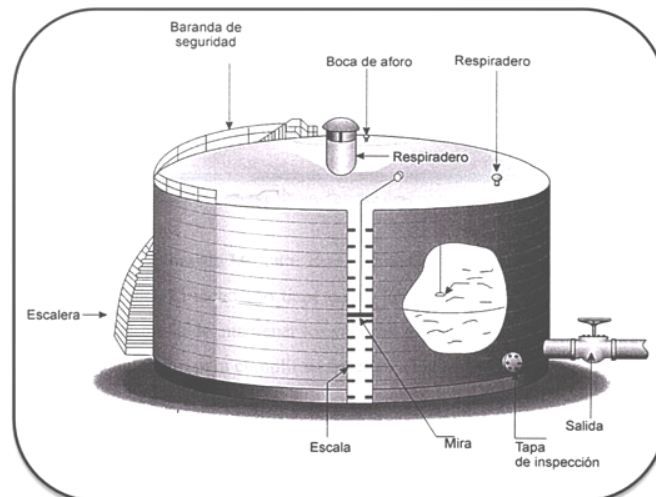


Figura 2.4. Tanque de Techo Fijo

Fuente: Norma API 2518

2.8.3 Aspectos Generales de los Tanques de Techo Flotante.

En algunos tanques de almacenamiento, es deseable instalar techos flotantes, los cuales flotan encima del producto almacenado. Esto se hace con la intención de disminuir el espacio entre el techo y la superficie del líquido, lo que disminuirá la acumulación de vapores y su posterior expulsión a la atmósfera. Los techos se diseñan de manera tal, que puedan moverse verticalmente dentro del tanque. Generalmente, los tanques de techo flotante se usan con productos almacenados a presiones cercanas a la presión atmosférica.

Otra característica de los tanques de techo flotante, es que poseen un sello en la unión entre la periferia del techo flotante y la pared interna del tanque. La principal función de este sello, es reducir a un mínimo las pérdidas del fluido almacenado a través de dicha unión.

Los tanques de techo flotante se dividen en dos (02) grupos, a saber: Tanques de Techo Flotante Externo (EFRT) y los Tanques de Techo Flotante Interno (IFRT) o Cubierta Flotante Interna (CFRT).

Los tanques de techo flotante interno poseen, además, un techo fijo; en cambio los tanques de techo flotante externo no lo poseen.

2.8.3.1 Funciones del Techo Flotante:

Entre las principales funciones de los tanques con techo flotante, se distinguen las siguientes:

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

- El techo debe permitir que se incremente el grado de seguridad con respecto a un tanque de techo fijo. Por lo tanto, las posibilidades de fuego se reducen ya que la única región expuesta al líquido inflamable se localiza en la unión techo-pared del tanque. Precisamente, la mayoría de estos tanques poseen sistemas a base de espuma que permite extinguir fuego en caso de ocurrir en el área del sello.

2.8.4 Normas API en el Diseño de Tanques de Techo Flotante Externo.

La normativa que rige el diseño de este tipo de tanques expresa lo siguiente:

2.8.4.1 Características del Techo Flotante Externo.

Los tanques de techo flotante externo, también conocidos como “tanques abiertos de techo flotante”, no poseen un techo fijo. Este techo usualmente es de tipo pontón o doble cubierta, la cual flota en la superficie del líquido, para ello posee accesorios y un sistema de sello de aro.

La hendidura entre la pared interna del tanque y la periferia del techo flotante se mantiene sellada, mediante un material especial conocido como “sello de tanque flotante”. Este sello permite el movimiento vertical del techo, además de reducir de manera apreciable las pérdidas por evaporación.

En cuanto a su uso, los tanques de techo flotante son los más deseables para el almacenamiento de:

- Petróleos Volátiles.
- Condensados.
- Productos Volátiles del Petróleo.

Esto se debe a que en este tipo de tanques, las pérdidas por evaporación son apenas una fracción de lo que ocurre en tanques de techo fijo.

Las principales razones para usar tanques de techo flotante, en lugar de tanques de techo fijo, son:

- Las pérdidas por evaporación son menores, por lo cual se logran ahorros substanciales en el manejo de productos volátiles.
- Las posibilidades de incendio se reducen apreciablemente, gracias a la disminución de la evaporación.
- Se reduce la contaminación ambiental causada por los vapores que se escapan a la atmósfera.
- Los soplos inducidos por el calor y por los cambios barométricos se minimizan.

Generalmente, en los tanques de techo flotante el único sitio donde el líquido inflamable está expuesto a la atmósfera, es a través de los sellos. En consecuencia, se usan sistemas de protección contra incendios, usualmente a partir de espumas, instalados en dicha área para proteger del fuego.

Existen en los tanques varios tipos de techo flotante externo, entre ellos: Techo Flotante tipo Pontón y Techo Flotante Doble Cubierta.

2.8.4.1.1 Techo Flotante Tipo Pontón.

El techo tipo pontón es aquel que posee dos (02) compartimientos: una cubierta central sencilla y un reborde anular, el cual está diseñado para flotar directamente sobre el producto.

La plataforma superior del pontón posee una inclinación hacia el centro del techo y hacia abajo. Esto crea un espacio sobre el pontón para el almacenamiento del agua de lluvia, lo cual facilita el drenaje de agua a través de una manguera. El techo puede retener aproximadamente diez pulgadas de agua en 24 horas. En algunos casos, este volumen de retención de agua puede ser incrementado si la zona así lo requiere.

Generalmente, los diámetros en los tanques que utilizan techo tipo pontón varían entre 50 y 300 pies.

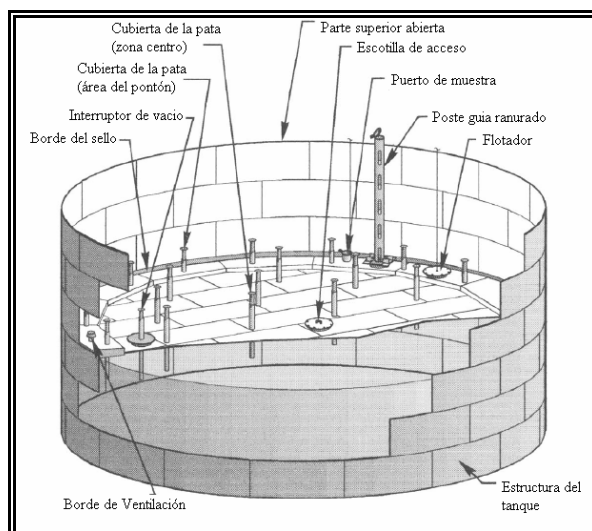


Figura 2.5. Tanque Techo Flotante Externo tipo pontón

Fuente: Norma API 2517-2519

2.8.4.1.2 Techo Flotante Tipo Doble Cubierta.

Los tanques con techo flotante tipo doble cubierta se caracterizan por poseer compartimentos múltiples que abarcan toda el área del techo. Además, poseen un volumen suficiente para lograr mayor estabilidad que el de una sola cubierta, aunado a un sistema de drenaje de emergencia adicional al de drenaje convencional. Sin embargo, de una manera similar al techo pontón, está diseñado para flotar directamente sobre el líquido almacenado.

La forma del techo de doble cubierta permite que la condensación de vapores ocurra en la región central del techo.

Usualmente, se construyen dos (02) clases de techo doble cubierta, a saber:

- El techo flotante tipo doble cubierta con inclinación desde el área del reborde externo hacia el centro y hacia abajo. Este tipo de techo es usado en tanques de hasta 150 pies de diámetro.
- El techo flotante tipo doble cubierta con perfil central inclinado desde el centro y hacia abajo hasta un cuarto del diámetro del techo y luego un perfil inclinado hacia arriba y hasta el reborde exterior. Este tipo de techo es usado, generalmente, con diámetros mayores de 150 pies. ^[6]

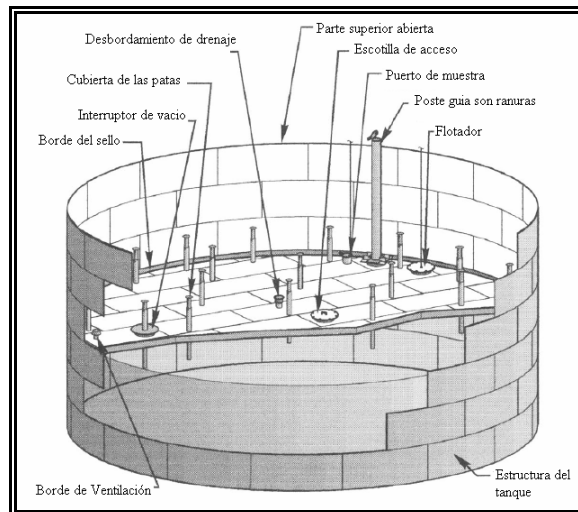


Figura 2.6. Tanque Techo Flotante Externo tipo doble cubierta

Fuente: Norma API 2517-2519

2.8.5 Normas API en el Diseño de Tanques de Techo Flotante Interno (IFRT).

Los tanques de techo flotante interno se caracterizan por poseer un techo fijo y uno flotante interno, por lo tanto este tipo de techo combina las ventajas de ambos. Generalmente, este tipo de tanques se diseña con diámetros de hasta 320 pies. Existen dos (02) tipos básicos de tanques con cubierta interna flotante: tanques en los cuales el techo fijo es soportado por columnas verticales, y tanques con techo autoportado (sin columnas internas). Los tanques de techo fijo adaptados para usar techo flotante, son generalmente del primer tipo, mientras que los tanques de techo externo flotante convertidos a interno flotante, son autoportados.

En las últimas construcciones de tanques de techo flotante interno, pueden ser de cualquiera de los dos tipos, en especial donde la cubierta interna flotante del tanque sube y baja con el nivel del líquido y puede descansar en la superficie del mismo (con contacto), o en el pontón, pulgadas más arriba de la superficie del líquido (sin contacto).

En la actualidad, la mayoría de los tanques de techo flotante interno en servicio tienen cubiertas de no contacto, en tal sentido, el techo fijo cubre completamente el tanque y el techo interno flota sobre el producto almacenado.

Entre las principales ventajas de los tanques de techo flotante tipo interno se tienen:

- No requiere sistemas de drenaje.
- En el techo flotante interno no se acumula agua de lluvia ni objetos extraños que puedan caer sobre el tanque. Por lo tanto, en este tipo de tanque no se requiere remover agua ni colocar extensiones de drenaje.
- El techo flotante interno se puede adaptar a tanques nuevos o a tanques originalmente sólo de techo fijo y que luego se pueden convertir a tanques de techo flotante interno.
- El techo flotante interno está relativamente protegido del daño ambiental, como por ejemplo la corrosión que puede causar el agua de lluvia o la lluvia ácida.
- Generalmente, los costos de mantenimiento de estos tanques son menores que los requeridos en tanques de techo flotante externo.

Por otra parte, se ha demostrado por medio de pruebas de laboratorio y de campo, que en la hendidura entre la pared interna del tanque y el techo flotante no se producen mezclas explosivas, excepto en el corto tiempo después que el producto es bombeado hasta vaciar el tanque. No obstante, los tanques de techo flotante interno poseen, en la mayoría de los casos, protección con pararrayos y protección contra incendio básicamente de sistemas de espumas.

Estos tanques se usan para almacenar productos que también pueden ser almacenados en tanques de techo flotante externo; sin embargo, es necesario tomar una serie de precauciones durante las operaciones de almacenamiento de butano y otras mezclas de hidrocarburos con presión de vapor muy alta. Por ejemplo, es importante tomar en cuenta salpicaduras sobre los sellos del techo o sobre las mangas de soporte.

En algunos casos, es posible usar estos tanques de una manera dual. En primer lugar, se pueden usar como tanques de techo flotante interno cuando se manejan crudos o productos muy volátiles. En segundo lugar, el techo flotante interno se puede colgar y el tanque usarse como uno de techo fijo convencional. Este último procedimiento es deseable cuando se manejan crudos o productos muy poco volátiles.

La selección de tanques con este tipo de techo, es función fundamental de las condiciones de servicio; es decir, se deben tomar en cuenta lo siguiente:

- Tipo de fluido almacenado.
- Características del fluido almacenado (Presión de Vapor, Grado de Corrosividad, Viscosidad y contaminación ambiental).
- Tiempo de Carga.
- Seguridad.
- Factibilidad mecánica.
- Factibilidad económica.
- Mantenimiento.

Asimismo, es recomendable que crudos o productos derivados con presión de vapor menor de 11 lpca., sean almacenados en tanques de techo flotante, ya sea externo o interno.

Los techos flotantes tipo pontón son menos costosos que los tipo doble cubierta, por lo cual se prefieren cuando el producto viene acompañado de porcentajes apreciables de agua.

Los techos flotantes de doble cubierta e internos son los más eficientes. En el caso de los tanques con doble cubierta, existe mayor espacio de aire en el techo y por tanto el aislamiento es mayor entre el fluido almacenado y la atmósfera. Por esta razón, los de doble cubierta son los más recomendables para líquidos de alta volatilidad.

Cuando el producto almacenado se maneja a bajas temperaturas, es recomendable usar tanques de techo flotante externo con doble cubierta, ya que con ellos se obtiene un mayor aislamiento térmico; por otra parte, cuando se manejan crudos volátiles y se requiere protección contra lluvia, vientos, etc., lo más recomendable es un tanque de techo interno.

Por lo general, en la Industria Petrolera Nacional, los techos flotantes más usados son los del tipo de doble cubierta externos, ya que su mantenimiento no es complejo y su operación es muy limpia.

En aquellos lugares donde existen vientos muy fuertes y lluvias constantes, es recomendable el uso de tanques techo flotante externo de doble cubierta, ya que el viento los afecta poco y además poseen sistemas de drenaje doble (normal y de emergencia).

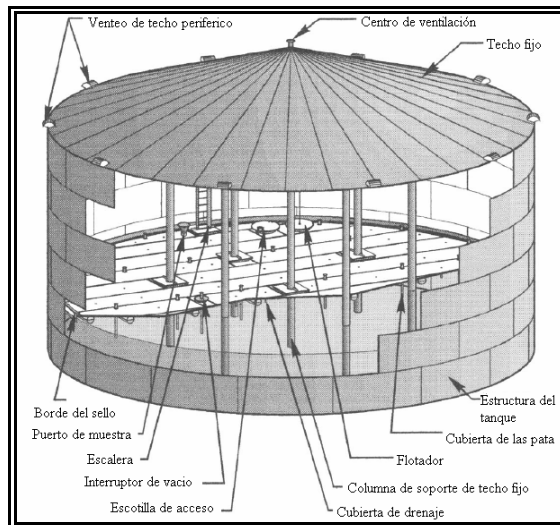


Figura 2.7. Tanque Techo Flotante Interno

Fuente: Norma API 2517-2519

2.8.6 Normas API 650 Y API 620 en el Diseño y Construcción de Tanques de Techo Fijo y Tanques de Techo Flotante.

Las normas API 650 Y API 620, utilizadas en el diseño y construcción de tanques de techo fijo y tanques de techo flotante, son aquellas que permiten un alto grado de flexibilidad en lo relacionado con los detalles de diseño. Por esta razón, en muchos casos los diseños se registran como propiedad particular, por lo tanto, varían de una manera apreciable entre los diversos fabricantes y países. Estas normas están relacionadas, e indican lo siguiente:

- Espesor mínimo del techo.
- Esfuerzos permisibles.
- Carga de diseño.
- Otras características.

Por lo general, en algunos países las normas son más exigentes que la API 650 y la API 620, ya que en tales países se requiere un número mayor de detalle.

En el diseño de los techos fijos se han registrado muy pocos problemas. Sin embargo, se han producido varias fallas en algunos tanques de diámetros superiores a los 200 pies. En forma general, esto ha sido atribuido a diseños inadecuados, en consecuencia, demuestra la importancia de hacer una buena selección. Estas fallas también indican la necesidad de prestarle atención a diseños debidamente comprobados como eficientes, especialmente cuando se trata de techos de pontón simple en tanques de diámetros superiores a los 200 pies.

Para el diseño de tanques con techos de doble cubierta, se deben tomar una serie de consideraciones, entre las que se destacan:

- El API 650 requiere que el volumen del pontón mantenga el techo a flote sobre un líquido cuyo peso específico es 0.7
- El drenaje de emergencia no debe permitir que el líquido almacenado fluya hacia el techo.

En forma general la norma API 650 indica que el techo debe soportar una carga viva equivalente a 25 libras por cada pie cuadrado de superficie, mientras que la norma API 620 es un poco más exigente que la anterior. Por esta razón, en la Industria Petrolera Venezolana éstas son usadas frecuentemente en el diseño de tanques de techo fijo y flotante.^[7]

2.9 Fiscalización

El uso de un procesador compartido para otras aplicaciones solo será permitido en los casos siguientes:

- 1) Si existen mecanismos tanto de tipo hardware como de tipo software, que impidan cualquier alteración o efecto sobre los cálculos, en caso

de ocurrir un problema operacional en cualquiera de las otras aplicaciones o tareas que se efectúan concurrentemente en el mismo procesador.

- 2) Cuando existan mecanismos que impiden la modificación no autorizada de los algoritmos y parámetros de cálculos.

2.9.1 Medición de Cantidad

2.9.1.2 Medidor de Nivel de Producto:

Se utilizarán medidores de nivel de tecnología radar con precisión de más o menos un milímetro ($\pm 1,0$ mm), los cuales deberán tener instalado un sello metrológico.

2.9.1.3 Medidor de Temperatura:

Se utilizarán medidores de temperatura múltiples RTD's denominados MRT, o múltiples termocuplas con compensación con RTD denominados MTT, o cualquier otra tecnología que permita la medición de la temperatura promedio del contenido de un tanque, de bajo mantenimiento y con precisión de más o menos tres (3) décimas por ciento de grado centígrado ($\pm 0,3^{\circ}\text{C}$).

2.9.1.4 Medidores de Nivel de Agua Libre

Se utilizarán medidores con tecnología de bajo mantenimiento y no afectada por incrustaciones y acumulaciones sobre el sensor, con precisión de más o menos dos milímetros ($\pm 2,0$ mm).

2.9.1.5 Sistema de Monitoreo de Medición en Tanques

El sistema deberá cumplir con lo siguiente:

- 1) Matemática de Punto Flotante.
- 2) Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.
- 3) Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.
- 4) Suministro eléctrico por baterías que puedan ser respaldadas a fin de asegurar un suministro continuo.
- 5) Inmunidad contra las interferencias electromagnéticas.
- 6) Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADAS, DCS, PLC, etc.

2.9.1.6 Sistema de Contabilidad de Líquidos:

Se utilizará una aplicación de software, a fin de mantener la contabilidad volumétrica de los fluidos (crudo, gas, agua, productos) manejados en las instalaciones de producción con el fin de generar balances contables y operacionales.

2.10 Calculo de Volumen Fiscal Automatizado

Para el cálculo del volumen fiscal automatizado se deberán tomar las siguientes premisas:

- El cálculo de volumen fiscalizado será realizado por un sistema de contabilización de líquidos.

- La infraestructura tecnológica deberá calcular la producción recibida y los inventarios o existencias de hidrocarburos.
- La información de los instrumentos deberá llegar al sistema de contabilización de líquidos de manera automática para el cálculo de volumen.
- Todo volumen fiscalizado estará disponible para ser bombeado a los terminales de embarque y refinerías. El software de inventario calculará el volumen bruto estándar inicial (GSV inicial) del tanque, utilizando el procedimiento que se describirá mas adelante; una vez terminada la recepción del líquido, se procederá a calcular el volumen bruto estándar final (GSV final) en el tanque, utilizando el mismo procedimiento.

Posteriormente, se determina el volumen bruto estándar total recibido de cada tanque (GSV total), restando el GSV inicial y el GSV final de cada tanque.

El Volumen Neto de crudo a fiscalizar (NSVtotal), se obtiene al deducir del volumen bruto estándar total del líquido (GSV total), el contenido de agua y sedimentos, medido a una muestra representativa de todo el volumen del líquido involucrado. El procedimiento será de la siguiente manera:

$$NSVtotal = \frac{GSVtotal \times (100 - \%AyS)}{100}$$

Ecuación 2.1 Cálculo del Volumen Neto de Crudo en el Tanque.

Donde:

- NSVtotal = Volumen neto de crudo a fiscalizar.
- GSVtotal = Volumen bruto estándar de líquido.
- %AyS = Representa el contenido de agua y sedimentos presente en el líquido, el cual se obtiene al promediar los valores obtenidos del medidor de porcentaje de agua en líquido colocado en la pared del tanque, durante el proceso de llenado del tanque.

Para la aplicación de inventario de tanques implantada en los patios para la Fiscalización, se deberán realizar todos los cálculos a fin de obtener los volúmenes brutos estándar (GSV inicial y final), de acuerdo con los siguientes pasos:

2.10.1 Cálculo de Volumen Bruto Observado (GOV):

El nivel obtenido de la lectura del medidor de nivel, expresado en las unidades acordadas, será introducido a la tabla de capacidad o calibración vigente del tanque a fiscalizar, para obtener el Volumen Total Observado (TOV). El TOV debe ser corregido por los efectos de la temperatura, tanto del líquido como del ambiente, sobre las paredes del tanque. Para efectuar esto el software de cálculo determinará el factor de corrección por este efecto (CTSh), el cual vendrá dado por:

$$CTSh = 1 + 12.4 \times 10^{-6} \Delta T_s + 4.0 \times 10^{-9} \Delta^2 T_s$$

Ecuación 2.2 Cálculo del Factor de Corrección por Efecto de la Temperatura en la Pared del Tanque de Almacenamiento

Donde:

- ΔT = Variación de temperatura, que se obtiene restando la temperatura de las paredes del tanque (T_s) menos la temperatura de referencia, a la cual fueron calculados los volúmenes mostrados en la tabla de capacidad del tanque.
- T_s = Temperatura de la pared del tanque.

Para calcular T_s el software de cálculo debe usar la siguiente expresión:

$$T_s = \frac{((7 \times TL) + Ta)}{8}$$

Ecuación 2.3 Cálculo de la Variación de Temperatura entre el Líquido y el Ambiente

Donde:

- TL: es la temperatura promedio del crudo en el tanque.
- Ta: es la temperatura ambiental, tomada de los elementos de medición en el tanque, que no se encuentren sumergidos en el líquido.

El valor de la temperatura de referencia que fue considerada en las tablas de capacidad del tanque, debe ser ingresado en los datos básicos del tanque solicitados por el software de cálculo.

Si el Tanque a fiscalizar es tipo techo flotante, el software de cálculo debe efectuar el ajuste por efecto de desplazamiento del techo del tanque (FRA). Para realizar este ajuste, el software deberá utilizar uno de los métodos siguientes:

- Si la tabla de capacidad del tanque incluye la corrección por efecto del techo flotante, se debe aplicar una segunda corrección para cubrir cualquier diferencia entre la densidad de referencia y la densidad observada. La magnitud de este ajuste debe ser reflejada en la tabla de capacidad del tanque, e introducida en los valores de configuración del tanque en el software de cálculo.
- Si la tabla de capacidad del tanque no incluye la corrección por efecto del techo flotante, la corrección que se debe aplicar viene dada por:

$$FRA = \frac{\text{Peso del techo flotante}}{\text{Densidad ref} \times VCF}$$

Ecuación 2.4 Cálculo del Factor de Ajuste por Techo Flotante

Donde:

FRA = Factor de Corrección por efecto del peso del techo flotante.

Densidad ref = Densidad de referencia.

VCF = Factor de Corrección por Volumen.

Esta formula debe estar incluida en el software de cálculo. El peso del techo flotante debe ser cargado como dato de configuración del Tanque. Se mide el nivel de agua libre en el fondo del tanque y se introduce a la tabla de capacidad o calibración vigente del tanque en particular, desde la cual se obtiene el volumen total de agua libre en el fondo del tanque.

Al multiplicar el Volumen Total Observado por el factor de ajuste de Corrección por Temperatura de la Pared del Tanque, modificar por el Factor de Techo Flotante (si aplica) y restarle el volumen total de agua libre en el fondo del tanque, se obtiene el Volumen Bruto Observado (GOV) existente en el tanque.

2.10.2 Calculo del Volumen Bruto Estándar (GSV) final o inicial.

A partir del Volumen Bruto Observado se calcula el Volumen Bruto Estándar (GSV), referido a las condiciones base o estándares de referencia, el cual se obtiene al multiplicar el GSV por el correspondiente factor de corrección de volumen (VCF). Para obtener el Factor de Corrección por Volumen, el software de cálculo deberá realizar las siguientes operaciones:

- Con la lectura de presión generada por el transmisor de presión del tanque y el valor del nivel total de líquido obtenido del medidor de nivel, se calcula la densidad observada del crudo o líquido almacenado en el tanque.
- Con la densidad observada y la temperatura promedio del líquido indicada por el medidor de temperatura del tanque, el software de cálculo debe obtener la densidad a la temperatura de referencia de la tabla API 5A.
- Con la densidad de referencia y la temperatura promedio del líquido indicada por el medidor de temperatura del tanque, el software de cálculo obtiene el VCF de la tabla API 6A (aplicable para el caso de petróleo crudo).^[8]

2.11 Sistema CENTINELA

El sistema CENTINELA (Centro de Información del Negocio Petrolero) permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente.

El Sistema CENTINELA cuenta con diferentes módulos, cada uno orientado hacia una parte de la operación petrolera pertinente a las zonas donde el software es utilizado. Dichos módulos son:

- Pozo
- Gas
- Seila
- Tabla
- Vapor
- Agua
- Rap
- Enlace
- Óleo

A continuación se describe cada sección de CENTINELA en detalle:

2.11.1 Pozo

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos

de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

Su objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

Apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas.

La aplicación Pozo esta compuesta por 9 Funciones:

- Yacimientos: Mantiene el control de la información relacionada con los límites de producción permitidos por el M.E.M en los yacimientos, proyectos y pozos.
- Pozos: Permite el control los datos básicos y completación de los pozos, así como, las asociaciones existentes entre éstos y las instalaciones de superficie.
- Análisis: Permite el control de la información que sirve para evaluar las condiciones de operación de los equipos de subsuelo.
- Eventos: Facilita el control de los parámetros y condiciones de los pozos.

- **Medidas:** Permite el control de las medidas operacionales de superficie y medidas de inyección de volúmenes de gas o caudal en una instalación; así como, de los equipos asociados a las instalaciones de producción y las medidas de inyección de LAG y diluyente efectuados a los pozos.
- **Muestras:** Procesa los datos referentes a las muestras de producción y de inyección de diluyente; así como, el resultado obtenido del análisis efectuado en los laboratorios.
- **Pruebas:** Permite el control de las pruebas de producción realizadas a los pozos productores.
- **Cierres:** Facilita la ejecución de los procesos automáticos para el cálculo de la historia de producción e inyección del pozo estimada, extraída y fiscalizada. Además permite determinar los factores del campo de petróleo y de gas vs. la producción estimada del pozo.
- **Informes:** Facilita la actualización y consulta de los informes oficiales y operacionales de producción.

2.11.2 Gas

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar la información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea. Asegurando facilidad de respuesta para llevar a cabo el seguimiento y control de las operaciones de recolección, procesamiento y distribución del gas, mediante el manejo de las medidas operacionales

de las instalaciones; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

Abarca todo el proceso desde que el Gas es separado y medido en la Estaciones de Flujo hasta que es recibido y distribuido en Múltiples de alta presión, Plantas de Procesamiento y Puntos de Entrega.

Tiene como objetivo asistir al personal de las Plantas Compresoras, Unidades de Explotación y Coordinación Operacional, en el Seguimiento de los Parámetros Operacionales de las Instalaciones, así como en la generación de Balances e Informes Operacionales y Contable.

Todo el proceso está soportado por diferentes funciones dentro del módulo, que permiten el registro de mediciones directamente del sitio de Operaciones, Planificación y Control de los Objetivos de Inyección de Gas, registro de los resultados de los análisis realizados por Cromatografías de gases, Horas de Servicio de las plantas y la creación de los Puntos de Medición de Gas y sus Parámetros asociados.

También incluye el registro de las Lecturas diarias y semanales de los registradores de Flujo Oficiales, tanto de Gas como de LGN, que serán utilizados por los sistemas Contables

Toda la Información registrada y validada asegura los Balances operacionales y Contables, para la preparación de los Informes Oficiales.

La aplicación Gas esta compuesta por 9 Funciones:

- **Medidas Operacionales:** Permite actualizar y consultar diariamente, las Medidas Operacionales que se registran los diferentes Puntos de Medición y Equipos, asociados a las

Instalaciones de los sistemas de Recolección y Distribución de Gas y LGN. Este módulo es actualizado desde las Plantas Compresoras.

- Seguimiento y Control: Permite actualizar y consultar la información referente a los Objetivos de los Pozos Inyectores de Gas y sus Pruebas de Inyectividad, así como también todo lo relacionado a los diferentes Puntos de Medición y el Consumo Eléctrico Mensual de cada Planta y los puntos de Muestreo y Cromatografías de Gas y LGN.
- Estadística: Permite actualizar y consultar diariamente los volúmenes contables que registran los medidores de las instalaciones de procesamiento de Gas y GLP, así como las Horas de Servicios de las Instalaciones y las Ventas de GLP. Adicionalmente tiene la facilidad para ajustar las lecturas de los medidores.
- Computador de Mano: Permite actualizar y consultar la Definición, Creación, y Envío de las Rutas, Definir la Ubicación del Computador de Mano y Recibir las Mediciones tomadas en el campo.
- Informes Operacionales: Permite consultar y generar los informes y balances, que contienen los parámetros operacionales de las instalaciones y equipos asociadas al sistema de Gas.
- Informes Contables: Permite consultar y generar los informes contables internos y oficiales que van al M.E.M.
- Cierres: Permite realizar el Balance General de Recolección, Compresión y Distribución de Gas y Líquido de la empresa, lo cual involucra la realización de Balances o Cierres Preliminares, Ajustes y Cierres Definitivos, de frecuencia diaria y mensual.

- Interfase: Permite actualizar y consultar los puntos de consumo de gas del sistema OGA y asociarlo con los medidores de gas adicionalmente se actualiza la información de gasolina, la cual constituye la interfase con el modulo de Oleo de Centinela.

Con la modernización de esta Aplicación se obtendrán los siguientes beneficios:

- Seguimiento a los parámetros operacionales de las Instalaciones.
- Generación de los Balances de las Plantas, Sistemas de Recolección y Distribución de Gas en cualquier periodo de tiempo.
- Automatización de los Reportes al M.E.M.
- Agilización de los Cierres Contables.

2.11.3 SEILA

Es una herramienta que permite el manejo y control de la información relacionada con los Equipos e Instalaciones utilizados en PDVSA.

Su objetivo principal es mantener en línea, la información básica de diseño de las Instalaciones para facilitar la validación de los datos operacionales.

2.11.4 Tabla

Constituyen la información de uso general del Sistema y son utilizadas como insumo para apoyar el registro, ejecución y procesamiento de información.

2.11.5 Vapor

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar la información operacional y contable, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

Su objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Coordinación de Vapor y Operaciones de Inyección en el control de la inyección de vapor a los pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

2.11.6 Agua

Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar la información operacional y contable, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática.

Este Módulo de AGUA tiene como objetivo, apoyar al personal de los Grupos de Inyección de Agua en el seguimiento, control y evaluación

de las plantas de la inyección de agua, así como también, de los yacimientos que utilizan este tipo de fluido como mecanismo de recuperación secundaria, facilitando de esta manera la toma de decisiones que sean necesarias para cumplir con los objetivos establecidos de inyección.

La información que maneja este módulo, es entre otras las siguientes:

- Objetivos de inyección mensual de los yacimientos y de los pozos inyectoros asociados a los mismos.
- Volúmenes de inyección y medidas de presión real diaria por plantas de agua.
- Volúmenes de inyección y presión real diaria por pozo inyectoros.
- Así como también el control de paros y arranques de las plantas y los cambios de estado de los pozos inyectoros de agua.

Con la utilización de la base de datos de agua, se pueden efectuar gráficos para evaluar el comportamiento de las plantas de inyección de agua, de los yacimientos y de los pozos inyectoros, así como, se podrán elaborar los informes oficiales de la gestión de agua que requiere el Ministerio.

2.11.7 Recomendaciones a Pozo (Rap)

Es una aplicación que permite generar, programar y ejecutar trabajos a pozos. Es una herramienta automatizada que sirve de apoyo para facilitar la información sobre la historia de un pozo con relación a las recomendaciones que generan los Grupos de Ingeniería de Optimización,

el programa y la ejecución del grupo de Operaciones de Producción, siendo estos grupos los principales usuarios. Esta información va a ser dada en línea de manera oportuna.

2.11.8 Enlace

El producto Enlace, para el manejo del Flujo de Trabajo desarrollado por el personal de INTesa, tiene como objetivo principal apoyar el control y seguimiento a cada una de las actividades que conforman los procesos de Recomendaciones a Pozos productores de Crudo. Sin embargo, este producto posee un diseño flexible que le permite adaptarse a los procesos de trabajo de otras áreas del Negocio Petrolero y de cualquier otro de actividad comercial.

Los sistemas de Administración de la aplicación Enlace, tienen como objetivo el control y coordinación automatizada de los procesos organizacionales de trabajo realizados conjuntamente por personas y computadoras.

Un sistema de Administración del flujo de trabajo, permite representar en un computador la lógica del flujo de trabajo asociado a un proceso, y es a través de aquella representación que se controla el orden de ejecución de las actividades que conforman dicho proceso. En otras palabras, el flujo de trabajo es definido, ejecutado, controlado y monitoreado hasta la terminación del proceso.

La aplicación o uso de sistemas de Administración del flujo de trabajo es especialmente útil en organizaciones de gran magnitud, de estructura compleja y jerárquica.

2.11.9 Óleo

Facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques, a fin de asegurar la facilidad de repuesta para llevar a cabo el cálculo de la producción operada diaria, los movimientos internos, los inventarios, las ventas y las mermas del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales. Esta compuesto por 5 funciones:

- **Mediciones:** Esta función permite calcular y mantener el control de los volúmenes de crudo y productos manejados en los Patios de Tanques y Terminales de Embarque, a través del registro de mediciones de los fluidos, en tanques y/o líneas, basado en las especificaciones de calibración de tanques. En caso de disponerse de instrumentos de medición en líneas, esta función acepta la información correspondiente.
- **Embarque:** Mantiene el control de todo el proceso de embarques y desembarques de fluidos, desde la nominación de un cargamento hasta la documentación de este, incluyendo la planificación (secuencia) de movimientos de los tanques, la inspección de buques, el control de tiempos, los cálculos volumétricos (tierra y buque) de los crudos/productos y las entregas de combustibles.
- **Operacional:** Permite actualizar y consultar información operacional de los movimientos de los tanques de crudos/productos en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques. Mantiene el control de los lotes a través de los oleoductos, y los objetivos diarios de producción y bombeo de crudos.

- **Contable:** Mediante esta función se generan los balances contables, los cuales proporcionan un control detallado de los flúidos que se producen. Calcula la producción operada y fiscalizada, controla los inventarios y las entregas de crudos a clientes y refinerías propias, y mantiene el seguimiento de las mermas, incluyendo las pérdidas por evaporación.
- **Química:** Permite el control y seguimiento del tratamiento químico que se le proporciona al crudo producido para su deshidratación, y al agua de formación para su clarificación. Incluye el control de la dosificación, el costo y los inventarios de las químicas, y adicionalmente genera la información sobre los resultados de dichos tratamientos químicos.

Con esta Aplicación se obtienen los siguientes beneficios:

- Disponer de información detallada correspondiente a volúmenes de hidrocarburos producidos, y resultados de análisis de muestras tomadas a crudos, productos y LGN, para la toma de decisiones oportunas.
- Realizar el seguimiento continuo de los niveles de flúidos en los tanques, para el cálculo de la producción de crudo operada, y de los volúmenes de hidrocarburos del proceso de embarques/desembarques.
- Efectuar el control y seguimiento detallado de los tiempos empleados en las diferentes actividades/eventos, durante las operaciones de embarques/desembarques de hidrocarburos, a

fin de cuantificar las demoras imputables a los buques y/o a los Terminales de Embarques. ^[9]

2.12 Cambios de Especificaciones y Mejoras del Sistema CENTINELA

Se refiere al procedimiento necesario para la actualización o mejoras del Sistema CENTINELA, requeridos por los usuarios o la empresa. Para la realización de esta actualización se deben seguir ciertas normas, cuyo proceder sigue ciertos pasos, descritos en manuales de la empresa petrolera. ^[9]

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

Para la obtención de resultados acordes con lo deseado se utilizaron métodos avalados por la industria petrolera, utilizando muestras representativas donde eran necesarias. El procedimiento utilizado es descrito a continuación.

3.1 Identificar las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo, según las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo (API).

Para la identificación de las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo en tanques de almacenamiento, de acuerdo con las normas impuestas por el Instituto Americano de Petróleo, se realizó una extensiva investigación en distintas fuentes de información, principalmente publicaciones del Instituto Americano de Petróleo, con el objetivo de adquirir conocimiento y una base de datos referente a los tanques, su diseño, su construcción, el proceso de calibración inherente a cada tanque, sus métodos de aforo para lograr una medición correcta en todo momento, así como las mediciones de temperatura y demás factores requeridos por el proyecto.

Entre los documentos revisados se incluyeron publicaciones oficiales de Petróleos de Venezuela, S.A., los cuales guían a los correctos métodos para la fiscalización de las cantidades de petróleo. Luego de la obtención de todo este material de trabajo y su análisis, se adquirieron diferentes ecuaciones de las Normas Internacionales dictadas por el API en su "Manual para la Medición de Hidrocarburos", en su sección respecto a la medición de cantidades de petróleo.

3.2 Verificar las variables que intervienen en la medición en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en los Patios de Tanques Tejero y Jusepín y los Terminales de Embarque José Antonio Anzoátegui y Terminal Marino Guaraguao, de acuerdo con lo requerido por el Instituto Americano de Petróleo.

Luego de la determinación de las variables, se procedió a realizar un diagnóstico, en los patios de tanque que competen a la investigación, para la determinación de su estado actual, funcionalidad y herramientas (medidores de temperatura, instrumentos de medición de nivel, radares, plomadas de aforo, boca de sondeo). Así como también la revisión del peso agregado en los techos flotantes, para determinar si en éstos yace un peso sobre el normal, lo cual afectaría las mediciones de volumen en tanque.

Además, la información correspondiente a la calibración de los tanques existentes en cada zona y de las tablas de aforo, fueron obtenidas en sus respectivos Patios de Tanques.

Por otra parte, se procedió a realizar un reporte en el cual se resumen los factores de importancia para el proyecto de una manera comprensible y gráfica, para la realización de las conclusiones del diagnóstico, el cual está presentado en el apéndice A.

Las zonas diagnosticadas fueron:

3.2.1 Patios de Tanque:

3.2.1.1 Patio de Tanques Jusepín (1 y 2).

3.2.1.2 Patio de Tanques Travieso.

3.2.2 Refinerías y Terminales de Embarque:

3.2.2.1 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui

3.2.2.2 Refinería Puerto La Cruz

3.2.2.2.1 Tanques de la serie 97xx

3.2.2.2.2 Tanques del Sistema OSAMCO

3.2.2.2.3 Tanques 80x15-17 para la alimentación a DA-1

3.2.2.3 Área de Carga del Terminal Marino Guaraguao (Patio de Carga)

Cabe destacar, que parte importante del diagnóstico radica en la validación de toda la información existente de los tanques de almacenamiento, dentro del Sistema CENTINELA. Durante el estudio, se procedió al chequeo visual y verificación de los datos obtenidos de dicha base de datos en cada área de almacenamiento, para hacer un reporte del estado de las instalaciones.

3.3 Analizar el algoritmo actualmente utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, para el cálculo de los volúmenes presentes en tanques de almacenamiento.

Al finalizar el diagnóstico de los patios de tanque y facilidades de embarque, se procedió al desarrollo de una evaluación en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, para determinar las variables faltantes y los cálculos que necesitan ser modificados dentro de dicha base de datos y cálculos, a fin de llevar sus procesos a los requerimientos internacionales impuestos por el Instituto Americano de Petróleo en sus normas concernientes al cálculo de cantidades de hidrocarburos.

Se utilizaron las correlaciones existentes actualmente en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, que fueron proporcionadas lenguaje informático para la investigación. Dichos compendios de datos se descifraron mediante su adaptación a programas más sencillos, creando algoritmos que simularan los existentes en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, los cuales fueron comparados con los de la base de datos original para validarlos.

Luego se analizó el algoritmo del cálculo de cantidades de petróleo del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, realizando el diagrama correspondiente al método matemático seguido por la herramienta computacional para detectar la parte faltante en la misma. La lectura y análisis del algoritmo de la base de datos permitió conseguir los detalles que deben ser cambiados en el proceso, mediante su comparación con las variables requeridas para llevar el cálculo del Sistema CENTINELA a la actualización más reciente de las normas del Instituto Americano de Petróleo, concerniente al cálculo de volúmenes en tanques de almacenamiento. Finalmente, se desarrolló una base de datos simulada para los cálculos correspondientes a los algoritmos del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA.

3.4 Ajustar el algoritmo de cálculo usado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos actuales de las normas API.

Luego del análisis del algoritmo actualmente utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA para el cálculo de los volúmenes presentes en tanques de almacenamiento, incluyendo la utilización de los mismos en una base de datos simulada, se determinaron las ecuaciones y procedimientos faltantes en el sistema, que son las referentes a la implementación de la actualización más reciente de las normas API

contenidas en el Manual de Estándares para la Medición de Hidrocarburos, específicamente en la sección de cálculo de volúmenes de hidrocarburo contenido en tanques de almacenamiento.

Para el ajuste del algoritmo de cálculo utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos de la norma, se recopiló la información de las variables faltantes.

Las variables agregadas al algoritmo fueron las siguientes:

- Corrección de Volumen por Factor de Temperatura de la Pared de la Lámina del Tanque (CTSh)
- Corrección de Volumen por Factor de Ajuste de Techo Flotante (FRA)
- Adición del Quinto Decimal a los cálculos del Factor de Corrección de Volumen por efecto de Temperatura

Estas variables fueron implantadas en la base de datos simulada, para luego ser probadas en los diferentes patios de tanques de hidrocarburos del oriente del país, con el fin de comprobar que los valores obtenidos concuerden con los calculados manualmente para las mismas condiciones.

3.5 Evaluar la aplicación de la norma API en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, sobre los volúmenes de petróleo medidos y/o fiscalizados.

Luego de analizados tanto el algoritmo actual del Sistema CENTINELA, como el desarrollado en esta investigación, se procedió a su

comparación, con la cual se obtuvo la diferencia porcentual y absoluta existente entre los resultados de los cálculos realizados por ambos algoritmos. Utilizando como datos de entrada información existente en la base de datos del Sistema CENTINELA que luego fueron expresados en tablas de datos y resultados para cada patio de tanques y terminal de embarques.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Luego del desarrollo de la metodología indicada anteriormente, se obtuvo una serie de resultados para cada uno de los objetivos propuestos. Dichos resultados son presentados y analizados a continuación.

4.1 Identificar las variables que intervienen en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo, según las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo (API).

Las variables involucradas en el proceso de cálculo de las cantidades de petróleo son las que a continuación se describen, según el análisis a las normas API para la medición de cantidades de petróleo. Fueron clasificadas en variables observadas y calculadas, dado que las primeras son obtenidas directamente y las segundas son producto de ecuaciones.

4.1.1 Variables Observadas:

Las variables obtenidas directamente en campo mediante medidores o pruebas de laboratorio son las explicadas a continuación.

4.1.1.1 Medida de Niveles en el Tanque

Los niveles en el tanque de almacenamiento, tanto de agua libre como de petróleo, son tomados de dos maneras: Por radares, y mediante el aforo manual. Los radares son utilizados para la obtención de información en directo y al momento de la variación de nivel mientras ocurre bombeo, o transferencia de cualquier tipo. En cambio, el aforo manual es utilizado para la fiscalización de las cantidades de fluidos por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

La medida de los niveles en tanque no proporciona por sí sola la cantidad de hidrocarburo contenido en el mismo, sino que luego de dicha medición primaria se realiza una serie de cálculos, el primero de los cuales es simplemente la utilización de las tablas de calibración del tanque para saber, a groso modo, el volumen de petróleo y agua libre contenido en el mismo.

4.1.1.2 Temperatura en el Líquido y la Pared del Tanque

Las temperaturas correspondientes al tanque, el ambiente alrededor del mismo, y su contenido líquido son parte de las variables necesarias para el cálculo de cantidades de hidrocarburos. Mediante ellas se obtiene una variación en los volúmenes de fluido, sea por expansión por temperatura o compresión por la misma, que debe ser corregidos para adaptarlos a la temperatura base de 60 °F, por la cual se rigen las normas internacionales, mediante las tablas 5-A y 6-A publicadas por el Instituto Americano de Petróleo, en el Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos.

Para la medición de temperatura en el líquido y la pared del tanque se debe disponer de los implementos necesarios. Existe un termómetro por radar que puede ser utilizado para tal fin, pero también se utiliza un termómetro digital, con su cordel respectivo, que se utiliza como una plomada, insertándolo en el fluido a diferentes niveles de altura en el tanque, para obtener distintas medidas. De esa manera se determina la temperatura promedio del líquido. La otra herramienta requerida es la de medición de temperatura en la pared del tanque. Esto puede realizarse por medio de la temperatura ambiente, dato obtenible por las estaciones meteorológicas de la zona o por termómetros ubicados en cada tanque,

los cuales arrojarían información más específica de cada uno de ellos, llevando a mayor precisión en la información saliente.

4.1.1.3 Contenido de Agua y Sedimento

La cantidad de agua y sedimento dentro del hidrocarburo no debe ser confundida con el volumen de agua libre presente en el tanque, dado que esta variable se refiere al porcentaje emulsionado dentro del volumen de hidrocarburos, el cual se obtiene a través de pruebas de laboratorio.

4.1.3.1 Variables Calculadas:

Las variables cuya obtención requiere cálculos en los que se incluyen ecuaciones, es decir, que no son directamente observables, se describen a continuación.

4.1.3.1.1 Volumen Total Observado (TOV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua en suspensión y agua libre, a la temperatura y presión observada. Se determina con la altura de llenado del tanque y su tabla de aforo, cuyas regulaciones internacionales se encuentran especificadas en el Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos, en sus capítulos 2 y 3, referentes a esta información.

4.1.3.1.2 Volumen de Agua Libre (FW)

Es el volumen medido por el aforo, utilizado directamente para los cálculos necesarios para la obtención de la cantidad real de hidrocarburos en tanque. Esta cantidad es deducida directamente, buscando minimizar su participación errada en cualquier cálculo de volúmenes.

4.1.3.1.3 Factor de Corrección por Temperatura en la Pared del Tanque (CTSh)

La temperatura en la pared del tanque afecta directamente al hidrocarburo, cambiando su volumen dentro del contenedor a uno observado en lugar del correcto, por efectos de expansión y compresión del líquido. Este volumen es corregido mediante la multiplicación por un valor, obtenido mediante procesos matemáticos.

4.1.3.1.4 Ajuste por el Techo Flotante (FRA)

La corrección por desplazamiento del techo flotante puede ser realizada de dos formas:

Si la corrección del techo se incluyó dentro de la tabla de aforo utilizando una gravedad API de referencia, se sigue este procedimiento:

- Identificar el tipo de producto, la gravedad API a 60 °F y la temperatura del líquido (°F).
- Obtener de la tabla 5A para crudos o 5B para refinados la gravedad API observada en el tanque.
- Calcular la diferencia entre la gravedad API observada y la gravedad API de referencia que aparece en la tabla de aforo.
- Multiplicar la diferencia anterior por el volumen que aparece en la tabla de aforo para el ajuste por techo flotante, que puede ser negativo o positivo según la gravedad API de referencia.

En cambio, si la tabla de aforo no tiene contemplada la deducción por techo, esta se puede calcular dividiendo el peso del techo flotante por el peso por unidad de volumen a temperatura estándar multiplicado por el

factor de corrección de temperatura a las condiciones observadas del líquido (Ec. 2.4).

4.1.3.1.5 Volumen Bruto Observado (GOV)

Para calcular el volumen bruto observado se deduce el volumen de agua libre (FW) del volumen total observado (TOV) y se multiplica el resultado por la corrección de temperatura de lámina (CTSh), luego aplicando el ajuste por techo flotante (FRA), si es un tanque con dicho tipo de tapa.

4.1.3.1.6 Corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL ó VCF)

Si un volumen de petróleo líquido está sujeto a un cambio en temperatura, su densidad disminuirá si la temperatura aumenta o aumentará si la temperatura disminuye. Este cambio de densidad es proporcional al coeficiente de expansión térmica del líquido y a su temperatura. El factor de corrección por el efecto de la temperatura sobre la densidad del líquido es llamado CTL o VCF. Este factor de corrección ajusta el volumen de un líquido que se halla a temperatura observada, a su volumen a una temperatura estándar. Para crudos este factor se halla en la tabla ASTM 6A y para refinados en la tabla 6B. Para otros productos se debe consultar la tabla 6 de la norma API "Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos" en su capítulo 12.

4.1.3.1.7 Volumen Bruto Estándar (GSV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua, excluida el agua libre, corregido mediante el factor de corrección de volumen apropiado (CTL o VCF) para la temperatura observada y gravedad API, la densidad relativa o densidad a una temperatura estándar

(60°F ó 15 °C). El GSV se calcula multiplicando el GOV por el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (o factor de corrección de volumen):

$$\text{GSV} = \text{GOV} \times \text{CTL} \qquad \text{Ec. 4.1}$$

4.1.3.1.8 Factor de corrección por el contenido de agua y sedimento (CSW)

Para calcular el CSW, se debe conocer el porcentaje de agua y sedimentos, el cual es suministrado por el laboratorio como resultado de análisis a la muestra tomada durante el proceso de medición del tanque. Así el factor CSW, se calcula por la fórmula:

$$\text{CSW} = 1 - (\%S\&W/100) \qquad \text{Ec. 4.2}$$

El contenido de agua y sedimentos se deduce solamente al petróleo crudo; para los derivados, generalmente no se hace esta corrección porque es asumido que este es un valor nulo para los cálculos, de tal modo que para estos productos tenemos que el valor neto de los hidrocarburos en tanque es el mismo valor bruto de barriles contenidos dentro del tanque.

4.1.3.1.9 Volumen neto estándar (NSV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, excluidos el sedimento y agua en suspensión y el agua libre a temperatura estándar.

$$\text{NSV} = \text{GSV} \times \text{CSW} \qquad \text{Ec. 4.3}$$

Esta fórmula se puede expandir a la siguiente, en la cual el factor de agua y sedimentos está calculado dentro de la misma ecuación directamente:

$$\text{NSV} = \text{GSV} \times [1 - (\%S\&W/100)] \quad \text{Ec. 4.4}$$

4.2 Verificar las variables que intervienen en la medición en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en los Patios de Tanques Tejero y Jusepín y los Terminales de Embarque José Antonio Anzoátegui y Terminal Marino Guaraguao, de acuerdo con lo requerido por el Instituto Americano de Petróleo.

Para la presentación y el análisis de las variables y la infraestructura de medición, requerida para la adaptación de los cálculos de cantidades de petróleo del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a las actualizaciones de las normativas internacionales, fue necesario definir la información básica de los sistemas de movimientos de crudos y las segregaciones asociadas a éstos. Por tanto, se procedió a identificar las instalaciones hacia donde fluyen los crudos, donde se producen las mezclas y el punto en que se fiscalizan y/o se miden. En tal sentido, para llevar a cabo esta actividad se recopiló información de campo y se conversó con el personal clave en el conocimiento del negocio. Adicionalmente, se analizaron reportes suministrados por Coordinación Operacional Oriente e información del Módulo óleo del Sistema CENTINELA.

Para efecto de la infraestructura para la operación y manejo de crudo producido en el Norte de Monagas, la misma está conformada por dos (2) patios de tanques, Jusepín y Travieso y una red de oleoductos formada por los Troncales (PTJ-PTT, PTT-PTA, PTT-TAEG/TAEJAA). Igualmente, este crudo es recibido en los Terminales de Embarque de

Guaraguao y José Antonio Anzoátegui, ubicados en la ciudad de Puerto la Cruz y entre la Ciudad de Barcelona y Puerto Píritu, respectivamente.

4.2.1 Patio de Tanques Jusepín.

El Patio de Tanques Jusepín (PTJ) inició sus actividades el año de 1947. Esta instalación se encuentra a 155 Km de la ciudad de Puerto La Cruz, en las cercanías del Complejo Jusepín, en la vía nacional que comunica la población de Jusepín con la parroquia El Tejero, al norte del Estado Monagas, a una elevación de 807 pies sobre el nivel del mar. El PTJ posee una capacidad nominal total de almacenamiento de 1010 MMBIs. y una capacidad operacional de 910 MBIs, se subdivide a su vez en dos patios de tanques, los cuales son: Patio de Tanques Jusepín 1 y Jusepín 2.

El Patio de Tanques Jusepín 1 (PTJ-1), que se encuentra ubicado dentro del Complejo Jusepín, tiene una capacidad total de almacenamiento de 110 MBIs. Y consta de dos tanques atmosféricos, contruidos con láminas de acero soldadas entre sí, cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650, de 55 MBIs. de capacidad, uno de Techo Fijo Cónico y otro de Techo Flotante Interno con Domo geodésico; en los cuales se recibe, mide y fiscaliza el crudo proveniente de la Estación de Flujo Rusio Viejo, del Convenio Operativo con TOGV (Total Oil and Gas Venezuela), que forma parte de la Segregación Premium o Santa Bárbara.

El crudo de TOGV ingresa al patio a través de un oleoducto de 12” de diámetro, el cual debe tener: entre 35 y 36 °API y menos de 1% de agua y sedimentos.

El proceso de fiscalización en PTJ-1 se realiza en forma manual, mediante el método de aforo, realizado por el operador y con la presencia de un representante del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET). Este procedimiento se aplica cada vez que se llene o vacíe un tanque y paralelamente cada cuatro horas se lleva un control promedio de los volúmenes de crudo contenido en los tanques por medio del sistema de interface marca Enraf.

El proceso de recibo en este patio es discontinuo, es decir, luego que un tanque termina de recibir es dejado en reposo por dos horas, para luego ser medido, fiscalizado y finalmente alineado para bombeo, mientras que al mismo tiempo, el otro tanque está preparado para recibir nuevamente durante 24 horas y se cumple de igual manera el proceso.

En este patio de tanques se cuenta con todos los sistemas de medición, incluyendo las herramientas de aforo, termómetros integrados en los tanques para la temperatura de fluido y radares de nivel de agua e hidrocarburos. La información que se tiene acerca de los tanques es la correcta, los tipos de techo, dimensiones y accesorios están en orden en el Sistema CENTINELA con respecto a la realidad de la zona, confirmado tanque por tanque, en compañía de operadores del patio de tanques. Sin embargo, la información de calibración de los tanques indica que, por completa que se encuentra en la base de datos, está desactualizada, siendo que el alto uso de los tanques de almacenamiento bajo cualquier condición requiere mantenimiento y por ende recalibraciones de los mismos.

El Patio de Tanques Jusepín 2 (PTJ-2) posee una capacidad total de almacenamiento de 900 MBls., está conformado por seis tanques atmosféricos contruidos con láminas de acero soldadas entre sí, cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650, los cuales

tienen una capacidad de 150 MBIs., cuatro de ellos son de techo flotante externo y dos de techo flotante interno con domo geodésico, los cuales almacenan crudo proveniente de la Estación Principal Jusepín-2 (Unidad de Explotación Furrial Este), Convenios Operativos Boquerón (British Petroleum), Quiriquire (Repsol-YPF) y la Estación de Flujo Orocual (Unidad de Explotación Norte).

4.2.1.1 Características de los Tanques del Patio de Tanques Jusepín - 1.

La tabla A.1, presente en el apéndice A, muestra las características de los tanques presentes en el Patio de Tanques Jusepín-1. Se puede observar en la misma que el patio de tanques cuenta con dos tanques, ambos de techo fijo con flotante interno, de capacidad de 55.000 barriles de crudo cada uno, que cubren la segregación Jusepín Mediano o Santa Bárbara, de crudo con gravedades API que lo clasifican como liviano.

En este patio de tanques se recibe el crudo Santa Bárbara proveniente de la estación de flujo Rusio Viejo. El crudo Mediano Furrial debe cumplir con las siguientes especificaciones: API de 27 a 29 ° y 0.7 % máximo de AyS, para el liviano 32 a 35° API y 1% AyS.

La fiscalización de crudo en PTJ-2 se realiza de igual manera que en PTJ-1, utilizando el método de aforo manual. Para medir el crudo proveniente de las Unidades de Producción Furrial, Orocual y Convenios Operativos en presencia de representantes del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (MENPET), se utiliza la plomada y las metodologías avaladas por el organismo.

4.2.1.2 Características de los Tanques del Patio de Tanques Jusepín-2.

La tabla A.2, presente en el apéndice A, muestra las características de los tanques presentes en el Patio de Tanques Jusepín-2. En la misma se observa que todos los tanques tienen 150.000 barriles de capacidad con techos flotantes, ya sean externos o de domo geodésico. Este patio de tanques contiene la segregación Furrial de crudo mediano.

Toda la producción recibida tanto en PTJ-1 como en PTJ-2 se transfiere hacia el Patio de Tanques Travieso a través de tres oleoductos laterales para la Segregación Mesa 30 y uno para la Segregación Santa Bárbara.

En este patio de tanques se cuenta con todos los sistemas de medición, incluyendo las herramientas de aforo, termómetros integrados en los tanques para la temperatura de fluido y radares de nivel de agua e hidrocarburos. La información que se tiene acerca de los tanques es la correcta, los tipos de techo, dimensiones y accesorios están en orden en el Sistema CENTINELA con respecto a la realidad de la zona. Las paredes del tanque pueden estar achatadas o abombadas, dependiendo de las presiones de bombeo, además de que los accesorios pueden verse desgastados de diferentes, lo cual requiere un estudio de la estructura de los tanques.

El Módulo Óleo del Sistema CENTINELA no posee información referente a la temperatura de calibración de los tanques de almacenamiento, ni respecto a la variación de volumen afectado por el techo flotante, que son parámetros que se requieren en para la modificación de la base de datos, con el fin de que los cálculos concuerden con las actualizaciones recientes de las normas

internacionales del Instituto Americano de Petróleo. La realización de investigaciones en campo permitió obtener, en algunas zonas, la información con respecto a esos datos faltantes. Las fechas de calibración de los tanques de Jusepín 1 y Jusepín 2 son las siguientes presentadas en la Tabla A.3, encontrada en el apéndice A, que muestra que la fecha más reciente de calibración de un tanque en dicho patio fue hace 7 años, mientras que la tabla de calibración más antigua es de hace 19 años.

4.2.2 Patio de Tanques Travieso.

El Patio de Tanques Travieso (PTT) se encuentra ubicado en la población de El Tejero, posee una capacidad nominal total de almacenamiento de 2.090 MMBls. y una capacidad operacional de 1.973 MMBls. Está conformado por trece (13) tanques atmosféricos, construidos con láminas de acero soldadas entre sí cumpliendo con las especificaciones del estándar API 650, con capacidades de 97, 130, 200 y 250 MBls.; siete (7) de ellos almacenan crudo Mesa 30 y Santa Bárbara proveniente de las Estaciones de Flujo: Muri, Musipán, Carito, Centro Operativo Amana (COA) y Centro Operativo Tejero (COT), mientras que los seis (6) tanques restantes están destinados al crudo proveniente del Patio de Tanques Jusepín, tres (3) para la Segregación Mesa 30 y tres (3) para la Segregación Santa Bárbara. Uno de los tanques de Techo Flotante con Domo Geodésico se encuentra fuera de servicio.

4.2.2.1 Características de los Tanques del Patio de Tanques Travieso.

La tabla A.4, presente en el apéndice A, muestra las características de los tanques presentes en el Patio de Tanques Travieso. En este patio de tanques existen los tanques de 97.000, 130.000, 200.000 y 250.000 barriles de capacidad, con techo flotante ya sea externo o interno con

cubierta de domo geodésico. En este patio se reciben las tres segregaciones, es decir crudos que van de pesados a livianos.

La tabla A.5, presentada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Patio de Tanques Travieso. En la misma se puede observar que la calibración más reciente fue hace 8 años, y la más antigua de hace 23 años.

Actualmente, en PTT no se fiscaliza el crudo, sino que sirve para almacenar, medir y contabilizar el crudo del Distrito Norte Área Punta de Mata y crudo de Jusepín. El proceso de fiscalización es realizado en las estaciones de descarga mediante la utilización de los equipos de medición de flujo másico (Coriolis), ubicados en las Estaciones de Descarga Carito, COA, COT, Muri, Musipán y Santa Bárbara, mientras que la fiscalización del crudo enviado de Jusepín es realizada en el PTJ. Sin embargo, el proceso de medición y contabilización del crudo en este patio se lleva a cabo mediante el aforo manual en cada uno de los tanques.

Los sistemas de radar de agua e hidrocarburos, implementos de aforo, termómetros de los tanques para temperatura de fluido, todos se encuentran en óptimas condiciones, calculando a tiempo real los valores necesarios dinámicamente, mientras que la medición fiscalizada es la hora de cierre fiscal, 12 m., es realizada en forma manual. Se poseen datos certeros acerca de la estructura, techo, dimensiones y accesorios de los tanques de almacenamiento del patio, respecto a lo que está expresado en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA.

4.2.3 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui.

El Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui (TAECJAA) está ubicado dentro del Complejo Petroquímico e Industrial José Antonio Anzoátegui, a 15 Km. de Puerto Píritu y a 28 Km. de Barcelona/Puerto La Cruz. Este cuenta con quince (15) tanques de almacenamiento, todos de Techo Flotante Externo, con capacidad nominal total de 3.250.000 Bls. y una capacidad operacional de 4.371.025. A este terminal llega la producción procedente del PTO y del PTT, los cuales llegan a través de las Troncales 51 y 52, respectivamente.

La tabla A.6, presentada en el apéndice A, muestra las características de los tanques presentes en el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui. Se puede observar que todos tienen la misma capacidad, 350.000 barriles de hidrocarburo y contienen las segregaciones Mesa 30 y Merey, correspondientes a crudo mediano y pesado, respectivamente. Los tanques tienen techo de tipo flotante externo en este terminal de embarques.

La tabla A.7, reflejada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Patio de Tanques Travieso. Cabe destacar que todos fueron calibrados el mismo año y por ende la fecha de calibración es constante para todos con una antigüedad de 9 años.

La función principal de este patio de tanques es el almacenamiento de los hidrocarburos previo y post procesamiento en las diferentes dependencias del complejo. Lo contenido en las instalaciones es embarcado en los buques de transporte luego de la negociación con

entes de otros países, para de esta manera ser exportado dicho hidrocarburo a las naciones que lo soliciten.

Los tanques que se encuentran en el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui fueron calibrados recientemente, en el año 2001 los que tienen más tiempo, por lo cual entran dentro del rango de 10 años que se establece en las normas venezolanas que respectan al mantenimiento de los tanques. Ello permite el cálculo de las variables correspondientes a las cantidades de petróleo sin la incertidumbre originada por los tanques descalibrados.

Cabe mencionar que la sala de control del Terminal se encuentra equipada con lo necesario para la obtención de los datos requeridos para el cálculo de cantidades de hidrocarburos, como lo son las temperaturas del líquido en diferentes alturas del tanque, cantidades en digital y los implementos requeridos para la fiscalización de fluidos en cada tanque de almacenamiento.

4.2.4 Refinería Puerto La Cruz.

La Refinería Puerto La Cruz (PLCR), está ubicada en la costa nororiental del país, al este de la ciudad de Puerto La Cruz en el Estado Anzoátegui; tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe, está conectada por oleoductos con los campos de producción de Oriente. La conforman las instalaciones siguientes: Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque (a 40 Km. de Anaco, vecina a la población de Santa Ana, Estado Anzoátegui).

En la Refinería Puerto La Cruz se reciben crudos provenientes del Patio de Tanques Travieso, Patio de Tanques Oficina Patio de Tanques Anaco, de acuerdo con una cuota establecida a nivel nacional para cumplir con los compromisos del mercado de exportación y/o refinación,

para su comercialización a través del Terminal Marino (TM) y en El Chaure. El crudo es transportado por seis (6) líneas troncales para luego ser distribuidos hacia los tanques de Guaraguao, Patio de Carga y El Chaure.

El sistema de almacenamiento de crudo se encuentra dividido en tres (3) grandes áreas denominadas Patios de Tanques: Carga, Refinería y El Chaure, ubicados en el TM, PLCR y Refinería El Chaure, respectivamente.

Los crudos manejados en esta refinería son recibidos a través de las Troncales 51, 52, 53, 54-Mesa y 54-Santa Bárbara. Estos crudos, de acuerdo con la flexibilidad operacional existente, pueden ser almacenados en tres (3) sistemas de tanques, en lo que se refiere únicamente al área de PLCR. Estos sistemas de almacenamiento se especifican como:

- Tanques de la serie 97xx
- Tanques del Sistema OSAMCO
- Tanques 80x15-17 para la alimentación a DA-1

4.2.4.1 Tanques de la Serie 97xx

Los tanques de la Serie 97xx han sido divididos en seis (6) baterías, según la tabla 4.8. En general, estos tanques tienen una capacidad nominal de 97.000 barriles y dimensiones de 120x48 pies de diámetro y altura, respectivamente. Los tanques 97x1 y 97x2 fueron dispuestos como tanques de almacenamiento de agua contra incendios.

Los tanques 97x3 y 97x4 almacenan Slop (agua aceitosa) de diferentes áreas de refinería, y reciben las descargas de las válvulas de alivio de presión de las Troncales ubicadas en el Múltiple 2.

Los tanques 97x5-7 (Batería 2) tienen sólo una línea de Recibo. Los tanques 97x5-6 almacenan típicamente crudo Santa Bárbara. El 97x7, al igual que el 97x3-4 está destinado a la recepción de Slop.

Los tanques 97x8-10 (Batería 3) descargan crudo al cabezal de succión de la Estación de Bombas Merey. Los tanques 97x11-14 (Batería 4) permiten igualmente el recibo de crudo en los tanques del sistema OSAMCO. Los tanques 97x11 y 97x13 almacenan normalmente crudo parafinoso (Anaco Wax), mientras que los 97x12 y 97x14 almacenan crudo Merey y Santa Bárbara, respectivamente. Los tanques 97x15-20 típicamente almacenan crudo Mesa. La figura 4.1 muestra el tanque 97x20.



Figura 4.1 Tanque 97x20, Refinería PLCR.

4.2.4.1.1 Características de los Tanques de la Serie 97xx. Refinería PLCR.

La tabla A.8, presentada en el apéndice A, muestra las características de los tanques correspondientes a la serie 97xx de la Refinería Puerto La Cruz. En dicha la misma se puede observar que del tanque 97x01 al 97x14 todos fueron construidos con techo flotante interno, mientras que los restantes tienen techos flotantes externos. En esta serie de tanques se almacenan las segregaciones Merey, Mesa 30 y Santa Bárbara de crudos pesados, medianos y livianos, respectivamente, además de Slop.

La tabla A.9, reflejada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui. En dicha tabla está reflejado que la calibración más reciente entre las existentes entre estos tanques fue realizada hace 8 años, mientras la más antigua data de hace 21 años.

4.2.4.2 Tanques del Sistema OSAMCO.

El Sistema OSAMCO está constituido por los tanques 250x3, 250x6, y 250x7-12. Éstos tienen una capacidad nominal de 250.000 barriles, los 250x3 y 250x6 tienen dimensiones de 180x56 pies de diámetro y altura, respectivamente; mientras que el resto mide 206x48 pies de diámetro y altura, respectivamente.

Los tanques 250x3 y 250x6 almacenan normalmente crudo Merey. El tanque 250x9 almacena crudo Santa Bárbara y los tanques 250x11 y 250x12 almacenan Mesa y parafinoso (Anaco Wax), respectivamente.

4.2.4.2.1 Características de los Tanques del Sistema de Tanques OSAMCO. Refinería PLCR.

La tabla A.10, presentada en el apéndice A, muestra las características de los tanques correspondientes al Sistema OSAMCO de la Refinería Puerto La Cruz. En dicha tabla es de notar que los tanques 250x3 y 250x6 tienen techo fijo con cubierta interna flotante, mientras que el resto poseen techos flotantes externos. En estos tanques se manejan las tres segregaciones, aunque hay un mayor porcentaje de crudo pesado (Merey) que de mediano (Mesa 30) y liviano (Santa Bárbara).

La tabla A.11, reflejada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Sistema OSAMCO – Refinería Puerto La Cruz. Puede apreciarse en la información que las más recientes son de hace 5 años, mientras las más antiguas tienen 13 años.

4.2.4.3 Tanques 80x15-17 para Alimentación a DA-1.

El sistema de tanques 80x15-17 está dispuesto para almacenamiento de la dieta de la planta de refinación “DA-1”. Este sistema viene directamente desde el múltiple 1 y almacena crudo de la Segregación Mesa 30. El fluido contenido en estos tanques se procesa, obteniendo los siguientes productos de refinación que serán utilizados para distribución interna en la nación:

- Nafta
- Jet
- Diesel pesado
- Gasoleo
- Residual
- Diesel pesado

4.2.4.3.1 Características de los Tanques 80x15-17. Refinería PLCR.

La tabla A.12, presentada en el apéndice A, muestra las características de los tanques 80x15-17 de la Refinería Puerto La Cruz. Se puede observar que todos poseen techos flotantes externos y manejan la segregación Mesa 30.

La tabla A.13, reflejada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui. Sólo se posee la información de fecha de dos de los tanques, donde la más reciente es de hace 14 años y la más antigua de hace 19 años.

4.2.4.4.2 Área de Carga del Terminal Marino (Patio de Carga).

Los crudos que se despachan a través del Terminal son recibidos desde los troncales 51, 52, 53, 54-Mesa y 54-Santa Bárbara y, específicamente, a través de la Troncal 51 se recibe crudo Merey a la tasa de 68.5 MBPD. El crudo Mesa 28 es transportado por la Troncal 52 a la misma tasa promedio, mientras que la Troncal 53 transporta crudo Parafinoso (Anaco Wax) con una capacidad promedio de 100 MBPD. Por su parte, el crudo Mesa 30 llega por la Troncal 54 a razón de 650 MBPD. Finalmente, el crudo Santa Bárbara llega a través de la Troncal 54-Santa Bárbara constituida por dos (2) líneas, con tasas de entrega de 137 y 205 MBPD, respectivamente.

De acuerdo con la flexibilidad operacional existente, las segregaciones antes mencionadas pueden ser almacenadas en sistemas de tanques, pertenecientes al patio de carga. Estos sistemas de almacenamiento son los siguientes:

- Tanques 135xx
- Tanques 165xx

- Tanques 260xx
- Tanque 470x1

Los tanques de la Serie 135xx son de 140 pies de diámetro por 50 pies de altura, tienen la capacidad nominal de 137.000 Bls. Este sistema está constituido por ocho (8) tanques que se ubican entre 82 y 126 pies sobre el nivel del mar; asimismo convergen en el Múltiple Principal de Carga.

Los tanques 135x1, 135x2, 135x5, 135x6 y 135x7, están dispuestos para el almacenamiento de crudo Santa Bárbara, los 135x4 y 135x8 típicamente almacenan crudo Mesa y el 135x3 almacena crudo Merrey.

Los tanques 165x1 y 165x2, tienen una capacidad promedio de 165.000 Bls. con una altura de 52 pies y diámetros de 154 y 150 pies, respectivamente, el 165x2 actualmente se encuentra fuera de servicio. El tanque 165x1 está ubicado a 154 pies sobre el nivel del mar, mientras que el 165x2 está a 150 pies. Las líneas de recibo/succión convergen en el Múltiple Principal de Carga. Ambos tanques están dispuestos para almacenar crudo Mesa.

Los tanques de la Serie 260xx, dispuestos para el almacenamiento de crudo son cuatro (4) y cada uno tiene una capacidad promedio de 265.000 Bls. Están ubicados entre 180 y 246 pies de altura sobre el nivel del mar. Las líneas de recibo/succión de los tanques 260x1-3, salen del Múltiple Principal de Carga.

Los tanques 260x1 y 260x2 tienen 180 pies de diámetro por 52 pies de altura, mientras que el tanque 260x3 tiene 180 pies de diámetro por 57 pies de altura. Estos tres (3) tanques típicamente almacenan crudo Mesa. El 260x4 almacena crudo Santa Bárbara y está dimensionado con 180 pies de diámetro por 58 pies de altura. La figura 4.2 muestra el techo flotante de doble cubierta del tanque 260x2, ubicado en el Terminal Marino Guaraguao.



Figura 4.2 Tanque 260x2, Terminal Marino Guaraguao

El tanque 470x1, dispuesto para el almacenamiento de crudo Merey, tiene 245 pies de diámetro por 40 pies de altura. Tiene una capacidad nominal de 492.000 Bls. y está ubicado a 328 pies sobre el nivel del mar.

4.2.4.4.3 Características de los Tanques del Patio de Carga, Terminal Marino.

La tabla A.14, presentada en el apéndice A, muestra las características de los tanques del Patio de Carga, Terminal Marino. En la misma cabe destacar que los tanques del patio son todos de techo

flotante externo excepto el más grande, el tanque 470x1 que es de techo fijo cónico. En este centro de almacenamiento se manejan todas las segregaciones, lo que indica que existe desde crudo pesado a liviano en las instalaciones.

La tabla A.15, reflejada en el apéndice A, muestra las fechas de calibración de los tanques presentes en el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui. Se puede observar que la fecha más reciente es de este mismo año, del tanque 260x2, mientras que la más antigua viene de hace 15 años.

En los Terminales de Embarque Guaraguao y la Refinería Puerto La Cruz se realizan las siguientes operaciones:

A. Embarque

Esta operación se realiza por gravedad a través de las siete (7) líneas de embarque.

B. Mezcla de Crudos

Esta operación se realiza utilizando el mezclador ubicado en el lado norte del Múltiple Principal de Carga; a este equipo se le interconectan dos corrientes de crudo que se combinan según los requerimientos de la mezcla. Con este equipo se garantiza la calidad de los volúmenes a embarcar.

C. Transferencia entre tanques del Área de Carga

Esta operación se realiza por gravedad desde el tanque de mayor altura al de menor altura utilizándose para esto cualquiera de las líneas de transferencia ó carga.

D. Transferencia Área de Carga a Área de Almacenaje

Esta operación se realiza por gravedad o a través de bombas:

- **Gravedad:** Desde el tanque de mayor altura hacia el tanque de menor altura. Los tanques de área de carga tienen una altura sobre el nivel del mar entre 22 y 80 metros.
- **Bombas:** Se realiza a través de dos líneas de transferencia de 16" y cinco bombas, ubicadas en el área de Almacenaje frente a los tanques 97x01y 97x02.

E. Transferencia desde tanques del Sistema OSAMCO a tanques del de carga

Esta área se realiza a través de la línea de transferencia No.7 de 36" que va de la descarga de las bombas OSAMCO (P701A-P701E) y Múltiple Principal abriendo la válvula del tanque a transferir en el M.P.C., línea de 36" y abriendo las válvulas descarga de bombas línea 36" con 24" descarga 3 se abre la válvula 214 Múltiple 7.1 y se abre la válvula del Tanque Sistema OSAMCO que vaya a recibir.

4.2.4.4.4 Centro de Despacho de Petróleo.

El control de la mayoría de las operaciones en el manejo de crudo, se lleva a cabo en el centro de despacho de petróleo, el cual pertenece a la unidad de manejo de crudo.

Desde allí se monitorea la presión y gravedad de cada troncal reportada por la estación Km 1.8, espacios disponibles en tanques, se emiten ordenes de aforo, se cierran y abren válvulas motorizadas ubicadas en los múltiples y líneas de recibo, con el fin de alinear las rutas que debe tomar el crudo para su recibo, se bombea del patio de refinería al patio de carga, se alinean los tanques para el despacho, se despacha; en resumen en el centro de despacho de petróleo , se vela por que se ejecute la programación de crudo, hecha en la sección de programación.

4.2.4.4.5 Premisas de Almacenamiento.

La logística de almacenamiento de crudo toma en consideración los siguientes criterios:

- Evitar restricciones de troncales, ya que esto afectará la producción mensual de crudos y puede generar incumplimiento de compromisos.
- Asegurar el inventario de la dieta de refinación, a fin de no impactar la programación de entregas de productos, tanto al mercado interno como a la exportación.
- El destino de crudo, bien sea exportación.

En los tanques presentes Terminal Marítimo y Refinería Puerto La Cruz se encuentran las herramientas de medición en línea, con las cuales los operadores de cada patio de tanques dentro del complejo pueden

observar en tiempo real los cambios existentes en los volúmenes, temperaturas y procesos de intercambio de crudo entre tanques para su procesamiento, almacenamiento o exportación. Los sistemas poseen alarmas de distintos tipos, que se activan cuando los tanques están en condiciones indeseables. Por ejemplo, cuando están por desbordarse, o sobre los límites de volumen pre-establecidos, arroja una señal que le indica el problema al encargado de la vigilancia de dichos factores para solucionar con prontitud la situación.

4.3 Analizar el algoritmo actualmente utilizado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, para el cálculo de los volúmenes presentes en tanques de almacenamiento.

El algoritmo actualmente presente en el Módulo Óleo del Sistema Centinela se encarga del cálculo de los volúmenes de petróleo producido, bombeado y almacenado en Venezuela. Este basado en las Normas Internacionales API, para el cálculo de las cantidades de petróleo, sin las actualizaciones realizadas a la Norma en el Año 2001. Para la realización de los mencionados procesos de obtención de información, el Sistema se vale de distintas ecuaciones y de una estructura que fue analizada y cuyos resultados serán expuestos a continuación.

4.3.1 Secuencia de Cálculo de Cantidades de Hidrocarburo en Tanques De Almacenamiento, realizada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA:

4.3.1.1 Volumen de petróleo basándose en la tabla de calibración (Volumen Total Observado)

El volumen de petróleo total observado es obtenido de la tabla de calibración del tanque específico, utilizando para leerla la información

proveniente de los operadores de cada patio de tanques o terminal de embarque.

4.3.1.2 Obtención de datos externos medidos en campo: Temperaturas (T), Agua y Sedimento (AyS), gravedad API observada (APIobs), volumen de agua libre en el fondo del tanque (FW):

La información de campo es cargada al Sistema CENTINELA por los operadores, que incluye el volumen de petróleo según aforo o mediciones por radares. La temperatura es obtenida a través de los termómetros, el porcentaje de agua y sedimentos y gravedad API provienen de laboratorio en la zona, mientras que el volumen de agua libre es obtenido con lecturas de los radares que existen en cada tanque de almacenamiento.

Esta data es guardada en variables dentro de la base de datos existente en el módulo, en la cual se apoya el algoritmo, permitiendo el acceso inmediato a la información en el Módulo Óleo.

4.3.1.3 Cálculo del Volumen Bruto Observado (VBO):

El Volumen Bruto Observado representa el volumen de hidrocarburos contenido en el tanque de almacenamiento, eliminando la fracción de agua libre existente en el tanque. A continuación, es calculado el Volumen Bruto Observado mediante la siguiente ecuación:

$$- \quad VBO = VTO - FW \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

VBO: Volumen Bruto Observado.

VTO: Volumen Total Observado.

FW: Volumen de Agua Libre en el Tanque de Almacenamiento.

4.3.1.4 Procesamiento de la Información:

Luego de la lectura de los datos cargados, se procede a ejecutar las ecuaciones necesarias para obtener el valor final del volumen presente en los tanques de hidrocarburos, siempre avaladas por el Instituto Americano de Petróleo.

4.3.1.4.1 Cálculo de la Densidad del hidrocarburo ajustada a 60°F:

La densidad del hidrocarburo ajustada desde la temperatura del líquido presente en el tanque, hasta la temperatura requerida en las normas internacionales, es una parte esencial de los cálculos de volúmenes de hidrocarburos, por cuanto este valor es utilizado para determinar la gravedad API a 60 °F y el factor de corrección por temperatura a 60 °F. Este valor no es presentado en ninguna parte del Módulo Óleo, dado que sólo es utilizado para calcular aquellos que sí están representados en la interfaz con el usuario.

El proceso de cálculo existente en el algoritmo del Sistema CENTINELA utiliza las siguientes ecuaciones:

- Obtención de Datos de Entrada: Temperatura promedio del líquido (T), gravedad API observada (Gapi).
- Asignación de Variables: DeltaT (Diferencia de la temperatura actual con 60°F), D (Densidad), K1, K2, T1, T2, T3, T4, Alpha, T5, T6, T7 (Variables del proceso de cálculo), Fhid (Factor de corrección por hidrómetro), Fterm (Factor de Corrección por

Expansión Térmica), Dcorr (Densidad corregida con Fhid), D60 (Densidad corregida con Fterm).

- $\Delta T = T - 60$ Ec. 4.6
- $D = (141,5 * 999,012) / (131,5 + G_{api})$ Ec. 4.7
- Redondear D a 3 decimales.
- $K1 = C_{tte} * \Delta T$ Ec. 4.8
- $K2 = C_{tte} * \Delta T * \Delta T$ Ec. 4.9
- $F_{hid} = 1 - K1 - K2$ Ec. 4.10
- $D_{corr} = D * F_{hid}$ Ec. 4.11
- $T1 = C_{tte} / D_{corr}$ Ec. 4.12
- $T2 = T1 / D_{corr}$ Ec. 4.13
- $T3 = 0,0 / D_{corr}$ Ec. 4.14
- $\alpha = T3 + T2$ Ec. 4.15
- $T4 = \alpha * \Delta T$ Ec. 4.16
- $T5 = T4 * 0,8$ Ec. 4.17
- $T6 = T4 * T5$ Ec. 4.18
- $T7 = -(T6 + T4)$ Ec. 4.19
- $F_{term} = EXP(T7)$ Ec. 4.20
- $D60 = D_{corr} * F_{term}$ Ec. 4.21

A través de estas ecuaciones se calcula la densidad del hidrocarburo en tanque a 60°F, que es la temperatura base utilizada en las normas internacionales.

4.3.1.4.2 Cálculo de la gravedad API ajustada de su temperatura real a 60°F:

Al obtener la densidad del hidrocarburo ajustada a 60°F, se procede a realizar las operaciones con el fin de calcular la gravedad API ajustada a

los requerimientos internacionales de 60°F, mediante las siguientes ecuaciones:

- Obtención de datos de entrada: Densidad a 60 °F (D60).
- Asignación de Variable: APIcorr (Gravedad API corregida a 60 °F).
- $$API_{corr} = \frac{141360,198}{D60} - 131,5. \quad \text{Ec. 4.22}$$
- Redondear el valor anterior a un decimal.

Este valor de API corregida aún incluye el porcentaje de agua y sedimentos, por lo cual se añaden ciertas ecuaciones que corrigen ese hecho:

- Obtención de datos de entrada: Agua y Sedimento promedio, gravedad API corregida a 60 °F.
- Asignación de Variables: T1, T2, T3 (Variables para el procedimiento), APIseca (Gravedad API corregida con el factor de Agua y Sedimentos).
- $$T1 = 141,5 * (1 - (\frac{AySpromedio}{100})). \quad \text{Ec. 4.23}$$
- $$T2 = 131,5 + API_{corr} . \quad \text{Ec. 4.24}$$
- $$T3 = \frac{141,5}{T2} - \frac{AySpromedio}{100} . \quad \text{Ec. 4.25}$$
- $$API_{seca} = \frac{T1}{T3} - 131,5 . \quad \text{Ec. 4.26}$$
- $$API_{seca} = API_{60} . \quad \text{Ec. 4.27}$$
- Realizar revisión del resultado obtenido, confirmando que se encuentre en los rangos permitidos.

Estas ecuaciones permiten el cálculo de la gravedad API, lo cual es de suma importancia para la ejecución del algoritmo que sucede a continuación.

4.3.1.4.3 Cálculo del Factor de Corrección del Volumen Líquido por temperatura (FCV):

El factor de corrección del volumen líquido por temperatura permite ajustar el volumen existente en tanque a 60°F, como es exigido por las normas internacionales. Es calculado mediante el siguiente procedimiento:

- Obtención de datos de entrada: Temperatura promedio del tanque (T_{prom}), gravedad API corregida a 60°F (API60), densidad a 60 °F (D60).
- Asignación de Variables: K0, K1 (Constantes asignadas más adelante), DeltaT (Diferencia de la temperatura actual con 60°F), Alpha, T3, T4, T5, T6 (Variables para el cálculo), FCV (Factor de corrección de volumen por temperatura del líquido).
- Redondear el API60 a un decimal.
- Redondear la temperatura promedio del tanque a un decimal.
- Separar el valor de API60 en su parte entera y decimal.
- Redondear el valor decimal del API60 de la siguiente forma:
 - o Si el valor decimal es menor de 0.3, descartarlo.
 - o Si el valor decimal es mayor o igual a 0.3 y menor o igual a 0.7, sumarle 0.5 al valor entero.
 - o Si el valor decimal es mayor a 0.7, sumar 1 al valor entero.
- Ejecutar el procedimiento anterior con T_{prom} .
- $K0 = Ctte.$ Ec. 4.28

- $K1 = Ctte.$ Ec. 4.29
- $\Delta T = T_{prom} - 60.$ Ec. 4.30
- $K0 = \frac{K0}{D60}.$ Ec. 4.31
- Redondear el K0 a 8 decimales.
- $K0 = \frac{K0}{D60}.$ Ec. 4.32
- Redondear el K0 a 10 decimales.
- $K1 = \frac{K1}{D60}.$ Ec. 4.33
- Redondear K1 a 10 decimales.
- $Alpha = K0 + K1.$ Ec. 4.34
- Redondear a 7 decimales.
- $T3 = Alpha * \Delta T.$ Ec. 4.35
- Redondear a 8 decimales.
- $T4 = Alpha * \Delta T * 0,8.$ Ec. 4.36
- Redondear a 8 decimales.
- $T5 = T3 * T4.$ Ec. 4.37
- Truncar T5 a 8 decimales.
- $T6 = T3 - T5.$ Ec. 4.38
- $FCV = EXP(T6).$ Ec. 4.39
- Redondear FCV a 4 decimales.

Al finalizar los cálculos anteriores, se obtiene el factor de corrección por la temperatura del líquido, a ser usado en las ecuaciones siguientes.

4.3.1.4.4 Cálculo del Volumen Bruto Estándar (VBE):

El Volumen Bruto Estándar es el Volumen Bruto Observado, luego de ser corregido con el Factor de Corrección por la Temperatura del Líquido. La ecuación utilizada es:

$$- VBE=VBO * FCV$$

Ec. 4.40

Donde:

VBE: Volumen Bruto Estándar.

VBO: Volumen Bruto Observado.

FCV: Factor de Corrección por Volumen.

4.3.1.4.5 Cálculo del Volumen Neto Estándar (VBE):

Finalmente, la cantidad de hidrocarburos, medida y ajustada por los diferentes factores anteriores, es pasada por una corrección más para eliminar el porcentaje de agua y sedimentos presente en la mezcla de hidrocarburos existente en el tanque del almacenamiento. La siguiente ecuación es utilizada:

$$- VNE=VBE * \frac{(100-0,5)}{100}$$

Ec. 4.41

Donde:

VNE: Volumen Neto Estándar.

VBE: Volumen Bruto Estándar.

El valor arrojado por esta ecuación es el que muestra el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA como cantidad de hidrocarburos presentes en los tanques de almacenamiento.

La modificación de la base de datos de hidrocarburos, para hacer lo que corresponda con la actualización de las normas internacionales

dictadas por el Instituto Americano de Petróleo, requiere la adición de los factores de corrección por temperatura de la pared del tanque de almacenamiento, factor de corrección por techo flotante, aumento de decimales a cinco (5) del factor de corrección por temperatura del líquido.

4.4 Ajustar el algoritmo de cálculo usado por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a los requerimientos actuales de las normas API, como son: factores de corrección por temperatura de la pared del tanque de almacenamiento, factor de corrección por techo flotante

La realización del ajuste del algoritmo utilizado actualmente por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA debe ser estructurada de manera similar a su base, extendiendo los cálculos existentes en la base de datos con las ecuaciones que faltan en el mismo, con el objetivo de actualizarlo para que concuerde con las últimas modificaciones de las normas del Instituto Americano de Petróleo, agregando la corrección con las fórmulas siguientes.

4.4.1 Factor de Corrección de Volumen por Efecto de la Temperatura de la Pared del Tanque.

Para la inclusión del cálculo de este factor de corrección, es necesario agregar los siguientes procedimientos:

- Obtención de los datos necesarios para el cálculo: Temperatura del líquido (TL), temperatura ambiental externa al tanque (Ta), temperatura base de calibración del tanque (Tb), material de las láminas de la pared del tanque.
- Asignación de variables: DeltaT, Ts, Cet, CTsh.

- Cet = coeficiente de expansión del material de la pared del tanque, proveniente de la base de datos.

$$Ts = \frac{(7xTL + Ta)}{8} \quad \text{Ec. 4.42}$$

- Redondear Ts a un decimal

$$\Delta T = Ts - Tb \quad \text{Ec. 4.43}$$

$$CTSh = 1 + 2 * Cet * \Delta T + (Cet^2) * (\Delta T^2) \quad \text{Ec. 4.44}$$

4.4.2 Factor de Corrección de Volumen por Efecto del Peso del Techo Flotante.

La aplicación de esta corrección requiere la actualización del Sistema CENTINELA, para que incluya en su base de datos lo concerniente a las variaciones de volumen que provienen del techo flotante de los tanques que lo poseen. Esta variación se determina mediante la calibración de los tanques y se encuentra reflejada en las tablas detalladas de información de los tanques.

Para lograr que el Módulo Óleo calcule el parámetro de corrección por techo flotante, es necesario añadir el siguiente procedimiento:

- Obtención de los datos necesarios para el cálculo: Gravedad API a 60 °F (API60), variación de barriles por techo flotante (V), gravedad API de calibración (APIcal).

- Asignación de variables: FRA, Dapi.

$$Dapi = APIcal - API60 \quad \text{Ec. 4.45}$$

$$FRA = Dapi * V \quad \text{Ec. 4.46}$$

4.4.3 Mejora del Factor de Corrección de Volumen por Efecto de la Temperatura del Líquido.

El factor de corrección de volumen por efecto de la temperatura del líquido, según las normas internacionales actualizadas, debe ser operado con 5 decimales para mayor precisión. En el Sistema CENTINELA, se procesa la información con sólo 4 decimales, excepto cuando se va a realizar el embarque internacional para exportación, donde manualmente se revisan las tablas presentes en el “Manual de Estándares para la Medición de Hidrocarburos” actualizado por el Instituto Americano de Petróleo, para corregir el desfase existente como exigencia para la negociación de hidrocarburos con otros países del mundo.

Con el objetivo de aumentar la precisión en dichos cálculos, debe cambiarse la línea de código del algoritmo actual presentada a continuación, extracto del método de cálculo del factor de corrección de volumen del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA:

- Redondear FCV a 4 decimales

La cantidad de decimales posibles para el FCV en esta sección es muy amplia, pero se decide sólo utilizar 4 decimales en el algoritmo actual. La data debe ser cambiada a:

- Redondear FCV a 5 decimales

Mediante lo cual se obtiene el factor de corrección que requieren las normas internacionales, lo que permite el ajuste de las cantidades de petróleo contenidas en tanque al volumen correcto, expresándolas para los usuarios del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA con exactitud y ninguna necesidad de ajuste manual.

Mediante lo cual se obtiene el factor de corrección que requieren las normas internacionales en la última actualización de las normas publicadas por el Instituto Americano de Petróleo en el “Manual de Estándares de Medición de Hidrocarburos”, lo que permite el ajuste de las cantidades de petróleo contenidas en tanque al volumen correcto, expresándolas para los usuarios del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA sin necesidad de ajuste manual.

4.5 Evaluar la aplicación de la norma API actualizada en el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, sobre los volúmenes de petróleo medidos y/o fiscalizados.

Para la evaluación de la variación que representará la aplicación de la norma API presentada en el “Manual de Estándares para la Medición de Hidrocarburos” respecto a la más reciente actualización de su sección correspondiente a cálculo de volúmenes en tanques de almacenamiento, en las cantidades de petróleo expresadas por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, se llevará a cabo un análisis gráfico de cada tipo de tanque por cada patio de tanques y terminal de embarque del oriente del país.

Se utilizaron valores correspondientes a reportes de cada tanque, con información de su ubicación y el petróleo contenido en los mismos. Con dicha información, el algoritmo fue ejecutado, generando la información presentada a continuación, según las siguientes unidades y datos básicos:

- Temperatura de Calibración (°F)
- Gravedad API de Calibración
- Ajuste por Techo Flotante (Barriles)
- Temperatura Promedio del Líquido (°F)

- Gravedad API Observada
- Temperatura Ambiente (°F)
- Volumen Total Observado (Barriles)
- Nivel de Agua Libre (FW)

4.5.1 Terminal de Embarques Guaraguao y Refinería Puerto La Cruz

En el Terminal de Embarques Guaraguao y Refinería Puerto La Cruz, se analizaron dos tanques. El tanque 135x1, correspondiente a la segregación Santa Bárbara de crudo liviano y el tanque 97x20, que contiene crudo Mesa-30 de crudo mediano. A continuación serán presentados los resultados para cada uno.

- **Tanque 135x1**

En la tabla B.1, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 135x1, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0.58%, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 1394 barriles, con un promedio de 232,33 barriles por movimiento.

- **Tanque 97x20**

En la tabla B.2, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 97x20, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,33 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 2517 barriles, con un promedio de 167,8 barriles por movimiento.

4.5.2 Patio de Tanques Jusepín

En el Patio de Tanques Jusepín, se analizaron dos tanques. El tanque 55002, correspondiente a la segregación Santa Bárbara de crudo liviano y el tanque 150011, que contiene crudo Mesa-30 de crudo mediano. A continuación serán presentados los resultados para cada uno.

- **Tanque 55002**

En la tabla B.3, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 55002, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,42 %, mientras que la diferencia absoluta total en el

mes fue de 1234 barriles, con un promedio de 82,27 barriles por movimiento.

- **Tanque 150011**

En la tabla B.4, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 150011, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,73 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 15801 barriles, con un promedio de 585,22 barriles por movimiento.

4.5.3 Patio de Tanques Travieso:

En el Patio de Tanques Travieso, se analizaron dos tanques. El tanque 9751, correspondiente a la segregación Santa Bárbara de crudo liviano y el tanque 9752, que contiene crudo Mesa-30 de crudo mediano. A continuación serán presentados los resultados para cada uno.

- **Tanque 9751**

En la tabla B.5, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 9751, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo

obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,44 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 4874 barriles, con un promedio de 221,55 barriles por movimiento.

- **Tanque 9752**

En la tabla B.6, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque 9752, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,58 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 5360 barriles, con un promedio de 243,64 barriles por movimiento.

4.5.4 Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui

En el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui, se analizaron dos tanques. El tanque TA-1-T-10, correspondiente a la segregación Mesa-30 de crudo liviano y el tanque TA-1-T-12, que contiene crudo Merey de crudo pesado. A continuación serán presentados los resultados para cada uno.

- **Tanque TA-1-T-10**

En la tabla B.7, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque TA-1-T-10, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,58 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 7547 barriles, con un promedio de 503,13 barriles por movimiento.

- **Tanque TA-1-T-12**

En la tabla B.8, correspondiente al apéndice B, se encuentran los datos utilizados para los cálculos de cantidades de hidrocarburos en el tanque TA-1-T-12, los resultados obtenidos y la comparación entre la información arrojada por el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y lo obtenido por el algoritmo ajustado a la última actualización de las normas API, que rigen la medición de volúmenes internacionalmente.

Se puede observar una diferencia porcentual promedio entre los movimientos de 0,97 %, mientras que la diferencia absoluta total en el mes fue de 5354 barriles, con un promedio de 594,89 barriles por movimiento.

CONCLUSIONES

1. En el Terminal de Embarques Guaraguao y Refinería Puerto La Cruz, la variación originada por la actualización en el Módulo Óleo representa en promedio en la segregación Santa Bárbara, 232 barriles y 0,58% de diferencia por movimiento, mientras que en la segregación Mesa-30 la variación fue de 167 barriles y 0,33% de desviación en promedio.
2. En el Patio de Tanques Travieso, la variación originada por la actualización en el Módulo Óleo representa en promedio en la segregación Santa Bárbara, 243 barriles y 0,58% de diferencia por movimiento, mientras que para la segregación Mesa-30 la variación fue de 221 barriles y 0,44% de desviación en promedio.
3. En el Patio de Tanques Jusepín, la variación originada por la actualización en el Módulo Óleo representa en promedio en la segregación Santa Bárbara, 82 barriles y 0,42% de diferencia por movimiento, mientras que para la segregación Mesa-30 la variación fue de 585 barriles y 0.73% de desviación en promedio.
4. En el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui, la variación originada por la actualización en el Módulo Óleo representa en promedio en la segregación Mesa-30, 503,13 barriles y 0,58% de diferencia por movimiento, mientras que para la segregación Merey la variación fue de 594 barriles y 0,97% de desviación en promedio.

5. El aumento de decimales al cálculo del factor de corrección por expansión del líquido por temperatura aumenta la exactitud del valor actual a la requerida por las normas internacionales actualizadas.

RECOMENDACIONES

1. La actualización del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo debe ser realizada a prontitud, para compaginar los cálculos de cantidades de hidrocarburo en tanques con los estatutos internacionales con sus cambios más recientes.
2. Realizar cursos y talleres acerca de la norma API correspondiente al cálculo de cantidades de petróleo, a todo el personal que labora en los centros de almacenamiento y relacionados con ellos, promoviendo el conocimiento de las regulaciones y todo lo que implica dicho procedimiento.
3. Introducir en la base de datos digital del Sistema CENTINELA toda la información faltante de los tanques, incluyendo las tablas de calibración renovadas.

BIBLIOGRAFIA

1. Hurtado, L. **“Metodología para la Cuantificación y Clasificación Cualitativa de las Mermas de Crudos en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques de PDVSA-Oriente”**. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Caracas, Venezuela (2004).
2. Di Nunzio, M. **“Estimación de la Incertidumbre en los Sistemas de Medición Fiscal de Hidrocarburos Líquidos en Tanques de los Convenios Operativos asociados al Distrito Anaco”**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela (2005).
3. Ministerio de Energía y Minas, **“Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos”**. Caracas, Venezuela. (2001)
4. PDVSA, **“Proyecto de Automatización de Fiscalización y Transferencia de Custodia de Crudo en Oriente”**. Maturin, Venezuela, (2011).
5. William D. McCain Jr, **“The properties of Petroleum Fluids”**. Tulsa, Oklahoma (1990)
6. Universidad de Buenos Aires, **“Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos”**. Buenos Aires, Argentina. (2008)

7. American Petroleum Institute: API Standard 650, "**Welded Steel Tanks for Oil Storage**", Tenth Edition. Washington, D.C.: Author (1998)

8. American Petroleum Institute: "**Calculation of Petroleum Quantities**". Manual of Petroleum Measurements Standard: Chapter 12. Section 1. Washington, D.C.: Author. (1998)

9. PDVSA; "**Manual del Módulo Óleo CENTINELA**": Autor. (2001)

10. PDVSA: "**Guía del Usuario CENTINELA**" (2001)

Apéndice A:
Tablas de Datos de los Tanques de Almacenamiento

Tabla A.1 Características de los Tanques - Patio de Tanques Jusepín-1

Nro.Tq.	Codigo	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Cap.Nom.
55001	501	Fijo	Cónico	JM	55.000
55002	502	Fijo	Cónico	JM	55.000
				TOTAL	110.000

Tabla A.2 Características de los Tanques - Patio de Tanques Jusepín-2

Nro.Tq	Código	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Cap. Nom.
150006	156	Flotante	Externo	FL	150.000
150007	157	Flotante	Externo	FL	150.000
150008	158	Flotante	Externo	FL	150.000
150009	159	Flotante	Externo	FL	150.000
150010	1510	Flotante	Domo Geodésico	FL	150.000
150011	1511	Flotante	Domo Geodésico	FL	150.000
				TOTAL	900.000

Tabla A.3 Fechas de Calibración de los Tanques del Patio de Tanques Jusepín.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
55001	1998
55002	2003

150006	2004
150007	1992
150008	N/A
150009	2002
150010	1998
150011	2005

Tabla A.4 Características de los Tanques - Patio de Tanques Travieso

N° Tq.	Código	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Cap. Nom.
9751	951	Flotante	Domo Geodésico	MA	96.000
9752	952	Flotante	Domo Geodésico	MA	96.000
9754	954	Flotante	Domo Geodésico	MA	96.000

9755	955	Flotante	Domo Geodésico	MA	96.000
9756	956	Flotante	Externo	FL	96.000
130.001	001	Flotante	Domo Geodésico	MA	130.000
130.002	002	Flotante	Domo Geodésico	FL	130.000
200.001	201	Flotante	Externo	SB	200.000
200.002	202	Flotante	Externo	SB	200.000
200.003	203	Flotante	Externo	SB	200.000
250.001	251	Flotante	Externo	FL	250.000
250.002	252	Flotante	Externo	SB	250.000
250.003	253	Flotante	Domo Geodésico	MA	250.000
				TOTAL	2.090.000

Tabla A.5 Fechas de Calibración de los Tanques del Patio de Tanques Travieso.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
9751	2003
9752	2001
9754	2003

9755	1988
9756	2003
130.001	2001
130.002	2000
200.001	1993
200.002	1994
200.003	1997
250.001	1997
250.002	2003
250.003	2001

Tabla A.6 Características de los Tanques - Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui

NRO. TQ	TECHO	TIPO DE TECHO	SEGREG.	CAP.NOM.
TA1-T-10	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-11	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-12	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-13	Flotante	Externo	MA	350.000

TA1-T-14	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-15	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-16	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-17	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-18	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-19	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-20	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-3	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-4	Flotante	Externo	ME	350.000
TA1-T-7	Flotante	Externo	MA	350.000
TA1-T-8	Flotante	Externo	MA	350.000
			TOTAL	5.250.000

Tabla A.7 Fechas de Calibración de los Tanques del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Jose Antonio Anzoátegui.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
TA1-T-10	2002
TA1-T-11	2002
TA1-T-12	2002
TA1-T-13	2002

TA1-T-14	2002
TA1-T-15	2002
TA1-T-16	2002
TA1-T-17	2002
TA1-T-18	2002
TA1-T-19	2002
TA1-T-20	2002
TA1-T-3	2002
TA1-T-4	2001
TA1-T-7	2001
TA1-T-8	2001

Tabla A.8 Características de los Tanques – Serie 97xx – Refinería Puerto La Cruz

Num. Tq.	Codigo	Techo	Tipo De Techo	Segreg	Cap.Nom.
97x01	97x01	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SP	96.000
97x02	97x02	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SP	96.000
97x03	97x03	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SP	96.000
97x04	97x04	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SP	96.000

97x05	97x05	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-PA	96.000
97x06	97x06	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-MA	96.000
97x07	97x07	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-PA	96.000
97x08	97x08	Fijo	Cubierta Int. Flot.	ME	96.000
97x09	97x09	Fijo	Cubierta Int. Flot.	ME	96.000
97x10	97x10	Fijo	Cubierta Int. Flot.	ME	96.000
97x11	97x11	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-PA	96.000
97x12	97x12	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-PA	96.000
97x13	97x13	Fijo	Cubierta Int. Flot.	SB-PA	96.000
97x14	97x14	Fijo	Cubierta Int. Flot.	ME-SB	96.000
97x15	97x15	Flotante	Externo	MA	96.000
97x16	97x16	Flotante	Externo	MA	96.000
97x17	97x17	Flotante	Externo	MA	96.000
97x18	97x18	Flotante	Externo	MA	96.000
97x19	97x19	Flotante	Externo	MA	96.000
97x20	97x20	Flotante	Externo	MA	96.000
				TOTAL	1.920. 000

Tabla A.9 Fechas de Calibración de los Tanques del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
97x01	N/A
97x02	1998
97x03	1998
97x04	1998

97x05	1998
97x06	1998
97x07	1997
97x08	1998
97x09	2001
97x10	2002
97x11	1999
97x12	2000
97x13	2001
97x14	2002
97x15	1990
97x16	1997
97x17	1998
97x18	1997
97x19	2003
97x20	2003

Tabla A.10 Características de los Tanques – Sistema OSAMCO – Refinería Puerto La Cruz.

Nro. Tq	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Cap. Nom.
250x3	Fijo	Cubierta Int. Flotante	ME	282.000
250x6	Fijo	Cubierta Int. Flotante	ME	282.000
250x7	Flotante	Externo	ME	282.000

250x8	Flotante	Externo	ME	282.000
250x9	Flotante	Externo	SB	282.000
250x10	Flotante	Externo	ME	282.000
250x11	Flotante	Externo	MA	282.000
250x12	Flotante	Externo	PA	282.000
			TOTAL	2.256.000

Tabla A.11 Fechas de Calibración de los Tanques – Sistema OSAMCO – Refinería Puerto La Cruz.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
250x3	2001
250x6	2000
250x7	2005
250x8	1998
250x9	2001
250x10	2006
250x11	2002
250x12	1999

Tabla A.12 Características de los Tanques – 80x15-17 – Refinería Puerto La Cruz.

Nro. Tq	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Status	Cap.Nom.
80x15	Flotante	Externo	MA	OP	89.000

80x16	Flotante	Externo	MA	OP	89.000
80x17	Flotante	Externo	MA	OP	89.000
				TOTAL	267.000

Tabla A.13 Fechas de Calibración de los – 80x15-17 – Refinería Puerto La Cruz.

Numero de Tanque	Fecha de Calibracion
80x15	1992
80x16	1997
80x17	N/A

Tabla A.14 Características de los Tanques del Patio de Carga, Terminal Marino.

Nro. Tq	Techo	Tipo De Techo	Segreg.	Cap. Nom.
135x1	Flotante	Externo	SB	137.000
135x2	Flotante	Externo	SB	137.000
135x3	Flotante	Externo	ME	137.000
135x4	Flotante	Externo	MA	137.000

135x5	Flotante	Externo	SB	137.000
135x6	Flotante	Externo	SB	137.000
135x7	Flotante	Externo	SB	137.000
135x8	Flotante	Externo	MA	137.000
165x1	Flotante	Externo	MA	165.000
165x2	Flotante	Externo	MA	165.000
260x1	Flotante	Externo	MA	261.000
260x2	Flotante	Externo	MA	261.000
260x3	Flotante	Externo	MA	262.000
260x4	Flotante	Externo	SB	261.000
470x1	Fijo	Cónico	ME	492.000
			TOTAL	2.963.000

Tabla A.15 Fechas de Calibración de los Tanques del Patio de Carga, Terminal Marino.

Numero de Tanque	Fecha de Calibración
135x1	1996
135x2	2004
135x3	2001
135x4	1997

135x5	1997
135x6	2002
135x7	2000
135x8	2002
165x2	2000
165x1	2004
260x1	2003
260x2	2011
260x3	2003
260x4	1999
470x1	2003

Apéndice B:
Tablas de Movimientos y Resultados de la Comparación de los Algoritmos de Cálculos en los Tanques de Almacenamiento

Tabla B.1 Datos y Resultados Tanque 135x1.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
03-jun	41	86	0,3	54061	54284	223	0,41
03-jun	41	86	0,3	36173	36344	171	0,47
08-jun	40	88	0,3	75164	75511	347	0,46
08-jun	40	89	0,3	11357	11485	128	1,13
27-jun	40,2	84,8	0,08	33948	34098	150	0,44
28-jun	40,2	88	0,1	67087	67462	375	0,56
Total:						1394	3,47
Promedio:						232,33	0,58

Tabla B.2 Datos y Resultados Tanque 97x20.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
02-jun	30	103	0,9	63682	64014	332	0,52
03-jun	30,8	100	0,47	59335	59561	226	0,38
06-jun	30,7	98,5	0,15	61159	61372	213	0,35
10-jun	30	100	0,72	55289	55498	209	0,38
10-jun	30,4	100	0,72	3681	3673	-8	0,03
13-jun	30,4	100	0,72	29938	30041	103	0,34
13-jun	30,4	100	0,7	30113	30200	87	0,29
15-jun	30,9	100	0,64	53890	54178	288	0,53
17-jun	30,9	100	0,64	45188	45357	169	0,37
18-jun	30,6	98	0,7	18899	18929	30	0,16
19-jun	30,5	100	0,6	51067	51286	219	0,43
21-jun	30,9	100	0,15	51883	52071	188	0,36
22-jun	30,9	100	0,15	40259	40584	325	0,81
Total:						2517	4,67
Promedio:						167,80	0,33

Tabla B.3 Datos y Resultados Tanque 55002.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	34,5	97	4	16992	17108	116	0,68
03-jun	33,5	98	6	20700	20990	290	1,40
05-jun	35,9	98	0,1	21408	20957	-451	-2,11
07-jun	34	98	6	19773	20454	681	3,44
09-jun	34,8	100	3,6	21210	21119	-91	-0,43
11-jun	35,1	99	2,8	21686	21722	36	0,17
13-jun	35,3	98	0,6	20797	20701	-96	-0,46
15-jun	36,4	100	0,1	18777	18841	64	0,34
17-jun	36,2	96	0,1	18708	18799	91	0,49
19-jun	36	99	0,1	18916	19025	109	0,58
21-jun	35,6	97	0,1	19306	19400	94	0,22
23-jun	35,5	98	0	19165	19261	96	0,50
25-jun	35,9	98	0,1	20562	20676	114	0,55
27-jun	36	98	0,1	19569	19672	103	0,53
29-jun	35,4	95	0,1	19737	19815	78	0,40
Total:						1234	6,30

Promedio:	82,27	0,42
-----------	-------	------

Tabla B.4 Datos y Resultados Tanque 150011.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	29,6	137	0,4	98527	99245	718	0,73
01-jun	30,1	138	0,6	71172	71730	558	0,78
02-jun	29,5	139	0,6	103918	104674	756	0,73
04-jun	30,8	137	0,6	104580	105280	700	0,67
05-jun	30,4	137	0,3	68338	68781	443	0,65
07-jun	30,4	137	0,3	86538	87157	619	0,72
08-jun	29,8	138	0,3	104089	104810	721	0,69
10-jun	30,1	137	0,2	108461	109205	744	0,69
11-jun	29,8	137	0,3	98553	99256	703	0,71
12-jun	29,8	134	0,3	89734	90329	595	0,66
12-jun	30,4	139	0,9	12091	12149	58	0,48
13-jun	30,2	139	0,6	97223	97948	725	0,75
14-jun	29,5	139	0,5	107664	108425	761	0,71
16-jun	30,8	138	0,4	95172	95808	636	0,67
17-jun	29,6	137	0,5	102836	103580	744	0,72
18-jun	29,6	134	0,5	72130	72592	462	0,64

18-jun	30	138	0,4	23604	23840	236	1,00
20-jun	30	135	0,4	42873	43161	288	0,67
20-jun	29,8	137	0,3	18734	18856	122	0,65
22-jun	29,7	138	0,4	112340	113150	810	0,72
24-jun	29,7	138	0,4	104100	104900	800	0,77
25-jun	30,3	137	0,7	71510	72048	538	0,75
26-jun	31	139	0,3	101481	102092	611	0,60
28-jun	31	136	0,3	85037	85574	537	0,63
28-jun	29,7	138	0,5	22371	22834	463	2,07
29-jun	29	138	0,4	107961	108757	796	0,74
30-jun	28,9	129	0,4	91095	91752	657	0,72
Total:						15801	19,60
Promedio:						585,22	0,73

Tabla B.5 Datos y Resultados Tanque 9751.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	31,2	107	0,8	28296	28467	171	0,60
02-jun	31,1	107	0,8	58455	58922	467	0,80
03-jun	31,2	109	0,9	37288	37603	315	0,84
04-jun	30,9	110	0,7	44562	44842	280	0,63
05-jun	30,7	107	0,8	50706	51014	308	0,61
06-jun	30,9	107	0,7	57950	58305	355	0,61
07-jun	31,3	107	0,7	26347	26465	118	0,45
08-jun	31,2	107	0,7	62102	62462	360	0,58
09-jun	30,8	104	0,4	48992	49292	300	0,61
11-jun	30,9	109	0,4	45261	45550	289	0,64
12-jun	30,4	109	0,7	20572	20647	75	0,36
15-jun	31,3	107	0,5	57389	57599	210	0,37
16-jun	31,2	112	2	21855	21335	-520	-2,38
17-jun	31	112	0,4	67432	67726	294	0,44
19-jun	30,9	109	0,4	42865	43106	241	0,56

20-jun	30,8	109	0,6	35634	35866	232	0,65
21-jun	30,8	109	0,5	29622	29746	124	0,42
22-jun	31	106	0,6	17419	17541	122	0,70
24-jun	31	106	0,4	54373	54766	393	0,72
25-jun	31,9	109	0,5	43041	43288	247	0,57
26-jun	31,2	102	0,6	46525	46815	290	0,62
28-jun	31	108	0,5	23137	23340	203	0,88
Total:						4874	9,64
Promedio:						221,55	0,44

Tabla B.6 Datos y Resultados Tanque 9752.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	33,3	105	1,5	22087	22184	97	0,44
02-jun	34	105	1,5	52169	52478	309	0,59
03-jun	34,2	105	1,5	9202	9328	126	1,37
04-jun	33,6	105	1,7	51552	51863	311	0,60
05-jun	33,8	105	1,7	62919	63258	339	0,54
06-jun	34,9	105	1,1	34073	34289	216	0,63
07-jun	35	105	1,1	32438	32649	211	0,65
08-jun	34,7	106	1	33931	34073	142	0,42
09-jun	34,3	106	1	13050	13106	56	0,43
11-jun	34,6	107	1,1	42650	42929	279	0,65
12-jun	34,1	106	1	44846	45106	260	0,58
15-jun	34	108	1	51822	52185	363	0,70
16-jun	34	110	1	38682	38911	229	0,59
17-jun	34,5	111	1,1	56914	57281	367	0,64
19-jun	34,5	110	1,1	31464	31611	147	0,47
20-jun	34,6	107	1,1	57578	57936	358	0,62

21-jun	34,3	113	1,1	24256	24367	111	0,46
22-jun	34,1	106	1,1	56232	56591	359	0,64
24-jun	34,1	108	1,1	17876	17955	79	0,44
25-jun	34,4	107	1,1	53966	54259	293	0,54
26-jun	34,8	108	1	53699	54032	333	0,62
28-jun	34,2	111	1	58914	59289	375	0,64
Total:						5360	12,65
Promedio:						243,64	0,58

Tabla B.7 Datos y Resultados Tanque TA-1-T-10.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	31,8	107,9	0,39	174854	175630	776	0,44
01-jun	31,9	107,9	0,29	115048	114740	308	0,27
05-jun	31,9	103,7	0,16	172149	172303	154	0,09
08-jun	31,9	103,8	0,29	138865	139547	682	0,49
08-jun	32,4	106,2	0,35	133901	134840	939	0,70
12-jun	32,4	104,2	0,35	47072	47263	191	0,41
13-jun	32,3	105,9	0,07	211261	211987	726	0,34
16-jun	32,7	102,4	0,24	171619	172432	813	0,47
18-jun	32,7	106	0,24	88767	89256	489	0,55
19-jun	31,9	104	0,55	205322	206486	1164	0,57
23-jun	33	104,1	0,08	129995	129708	287	0,22
26-jun	31,8	103,3	0,3	191981	192473	492	0,26
26-jun	32,8	104,8	0,08	8286	8548	262	3,16
30-jun	32,8	103,2	0,08	56483	56719	236	0,42
30-jun	32,8	103,2	0,08	6814	6833	19	0,28
30-jun	31,9	104	0,08	19335	19344	9	0,05
Total:						7547	8,72

Promedio:	503,13	0,58
-----------	--------	------

Tabla B.8 Datos y Resultados Tanque TA-1-T-12.

Fecha	API Obs.	Temp. Prom.	AyS	Bls. Mov.	Bls. Actualizados	Var. Abs.	Var. %
01-jun	17	102,7	1,25	30150	28549	1601	5,31
05-jun	17,5	99,9	0,8	75715	76074	359	0,47
05-jun	18	98,3	0,39	174178	173873	305	0,18
11-jun	18	97	0,39	112952	113099	147	0,13
12-jun	17,4	97	0,99	106497	107605	1108	1,04
15-jun	17,4	97,7	0,99	211160	211633	473	0,22
15-jun	18,1	98,2	0,7	71533	70790	743	1,04
24-jun	17,1	96,9	0,92	47505	47469	36	0,08
25-jun	17,1	96,9	0,92	235955	236537	582	0,25
Total:						5354	8,73
Promedio:						594,89	0,97

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

TÍTULO	“Actualización Del Módulo Óleo Del Sistema Centinela Aplicando La Norma Api Para El Cálculo De Cantidades De Petróleo, En Los Tanques De Almacenamiento Presentes En Los Patios De Tanques Y Terminales De Embarque Del Oriente De Venezuela”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
LOPEZ M., RAMON A.	CVLAC: 18.126.422 E MAIL: silphyhawk@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

CENTINELA
PATIO DE TANQUE
PETROLEO
TERMINAL DE EMBARQUE
NORMAS API
ACTUALIZACION
MODULO OLEO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

En este trabajo se estudió el Módulo Óleo del Sistema CENTINELA, con el fin de actualizarlo a las normas internacionales más recientes, publicadas por el Instituto Americano de Petróleo en su “Manual de Estándares para la Medición de Hidrocarburos”, más específicamente en la sección correspondiente al cálculo de cantidades de petróleo en tanques de almacenamiento. Con ese fin se realizó una investigación interna en el sistema, obteniendo el algoritmo base encontrado en el mismo y definiendo que las variables necesarias para su actualización son el factor de corrección por techo flotante, el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque y el aumento de la exactitud del factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido. Se desarrolló una base de datos simulada en la cual se instauró el algoritmo base del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA y un algoritmo modificado con las actualizaciones pertinentes. Luego se compararon los dos procedimientos de cálculos con datos de un mes de movimientos de una serie de tanques del Oriente de Venezuela, obteniendo como mayor desviación porcentual 0.97% en el tanque TA-1-T-12 del Terminal de Almacenamientos y Embarque de Crudos José Antonio Anzoátegui, que maneja crudo pesado. La actualización del Módulo Óleo del Sistema CENTINELA a las normas dictadas por el Instituto Americano de Petróleo debe ser realizada a prontitud, para compaginar los cálculos de cantidades de hidrocarburo en tanques con los estatutos internacionales, específicamente sus cambios más recientes.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	CARMEN VELÁSQUEZ	AS	CA	AS	TU X
CVLAC:		9.977.235			
E_MAIL		vcarmen@gmail.com			
E_MAIL					
LORENZO ARDITTI	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	5.187.964			
	E_MAIL	larditi@hotmail.com			
	E_MAIL				
NIVIA DIAZ	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	13.317.350			
	E_MAIL	ingniviadiaz@yahoo.es			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2011	12	9

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.RamonLopez.doc	application/msword

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

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

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

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

López M. Ramón A.

TUTOR

JURADO

JURADO

Prof. CARMEN VELÁSQUEZ

Prof. NIVIA DÍAZ

Prof. LORENZO ARDITTI

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. AURA VILELA