



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR  
EVAPORACIÓN EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y  
ALMACENAMIENTO DEL ÁREA EXTRAPESADOS,  
DISTRITO MORICHAL**

**REALIZADO POR:  
WILLIANS ANDRÉS CABEZA MORENO**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para  
Optar al Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, JULIO DE 2012**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE MONAGAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**  
**MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR  
EVAPORACIÓN EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y  
ALMACENAMIENTO DEL ÁREA EXTRAPESADOS,  
DISTRITO MORICHAL**

**REALIZADO POR:**  
**WILLIAMS ANDRÉS CABEZA MORENO**  
**C.I.: V-20.311.410**

**ING. MSC. RUBÉN D.VEGA M.**  
**Asesor Académico**

**REVISADO POR:**

**ING. MAURO DI NUNZIO**  
**Asesor Industrial**

**ING. MARÍA GARCÍA**  
**Co-asesor Académico**

**MATURÍN, JULIO DE 2012**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE MONAGAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**  
**MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR  
EVAPORACIÓN EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y  
ALMACENAMIENTO DEL ÁREA EXTRAPESADOS,  
DISTRITO MORICHAL**

**REALIZADO POR:**  
**WILLIANS ANDRÉS CABEZA MORENO**  
**C.I.: V-20.311.410**

**APROBADO POR:**

**ING. MSC. RUBÉN D. VEGA M.**  
**Asesor Académico**

**ING. MARÍA GARCÍA**  
**Co-asesor Académico**

**ING. MSC. LUIS CASTILLO**  
**Jurado Principal**

**ING. FERNANDO CAÑIZALES**  
**Jurado Principal**

**MATURÍN, JULIO DE 2012**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su Autorización”.



# ÍNDICE

	Pág.
<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>v</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>viii</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....	<b>ix</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>x</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES</b> .....	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos .....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>7</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>7</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN .....	7
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	8
2.2.1 Ubicación del Área en Estudio .....	8
2.2.2 Reseña del Centro Operativo Morichal (COMOR).....	10
2.2.3 Descripción de las Estaciones de Flujo .....	12
2.2.3.1 Estación de Flujo J-20.....	12
2.2.3.2 Estación de Flujo O-16 .....	13
2.2.4 Descripción del Centro Operativo Morichal .....	14
2.2.4.1 Filosofía Operacional del Módulo A y Módulo B (Módulo de Producción de Emulsiones, MPE-1) .....	14
2.2.4.2 Filosofía Operacional del Módulo C (Estación Principal Morichal, EPM-1) .....	18
2.3 BASES TEÓRICAS.....	20
2.3.1 Tanques de Almacenamiento Atmosférico.....	20
2.3.1.1 Tanques de Techo Fijo.....	20
2.3.1.2 Tanques de Techo Flotante .....	21
2.3.2 Mecanismos de Pérdidas .....	21
2.3.2.1 Pérdidas Permanentes .....	22
2.3.2.2 Pérdidas por Trabajo u Operación .....	24
2.3.3 Pérdidas por Accesorios y Condiciones del Tanque .....	25
2.3.3.1 Accesorios del Techo.....	26
2.3.3.2 Aislamiento.....	27
2.3.3.3 Superficies Exteriores del Tanque .....	28
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	28
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>31</b>

<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>31</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	31
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	31
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	31
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	32
3.4.1 Descripción de las Condiciones Técnico-Operacionales del Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16.....	32
3.4.2 Determinación de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16 .....	33
3.4.3 Diagnóstico de las Causas de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Proceso de COMOR.....	35
3.4.4 Estimación del Impacto Económico de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Proceso de COMOR.....	35
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	36
3.5.1 Técnicas.....	36
3.5.1.1 Recopilación Bibliográfica .....	36
3.5.1.2 Entrevista No Estructurada o Informal .....	36
3.5.1.3 Observación Simple o No Participante.....	36
3.5.2 Instrumentos .....	37
3.6 RECURSOS .....	37
3.6.1 Recursos Financieros.....	37
3.6.2 Recursos Humanos .....	37
3.6.3 Recursos Materiales y Técnicos .....	38
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>40</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>40</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES TÉCNICO-OPERACIONALES DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO MEREY 16 .....	40
4.1.1 Características Generales del Crudo Húmedo Diluido en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16.....	40
4.2 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO MEREY 16 .....	43
4.2.1 Resultados de las Pruebas de Calentamiento.....	43
4.2.2 Resultados de la Norma API 19.1 .....	45
4.2.3 Resultados del Programa TANKS, Versión 4.0.9D .....	46
4.2.4 Selección del Método Óptimo para Estimar las Pérdidas por Evaporación de Crudo Merey 16 en el Sistema de Almacenamiento de COMOR.....	47
4.3 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL PROCESO DE COMOR.....	51
4.3.1 Temperatura del Líquido y la Superficie del Mismo.....	51

4.3.2	Temperatura del Espacio de Vapores .....	52
4.3.3	Insolación e Intercambio de Calor.....	52
4.3.4	Saturación del Vapor Venteado .....	53
4.3.5	Llenado .....	53
4.3.6	Vaciado.....	54
4.3.7	Pérdida Instantánea.....	54
4.3.8	Accesorios del Techo.....	54
4.3.9	Superficies Exteriores de los Tanques.....	55
4.3.10	Operatividad de los Módulos.....	55
4.4	ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL PROCESO DE COMOR .....	56
4.4.1	Estimación del Impacto Económico de las Pérdidas por Evaporación .....	56
4.4.2	Mejoras Propuestas en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento en COMOR.....	57
<b>CAPÍTULO V.....</b>		<b>61</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>61</b>
5.1	CONCLUSIONES .....	61
5.2	RECOMENDACIONES .....	62
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>64</b>
<b>APÉNDICES.....</b>		<b>68</b>
<b>HOJA DE METADATOS .....</b>		<b>141</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 2.1 Ubicación del área en estudio .....	9
Figura 2.2 Diagrama general de la filosofía operacional de COMOR.....	14
Figura 2.3 Sistema de precalentamiento del Módulo A/B .....	15
Figura 2.4 Sistema de calentamiento del Módulo A/B .....	16
Figura 2.5 Sistema de deshidratación-desalación del Módulo A/B .....	17
Figura 2.6 Sistema de precalentamiento del Módulo C .....	18
Figura 2.7 Sistema de calentamiento y deshidratación-desalación del Módulo C.....	19





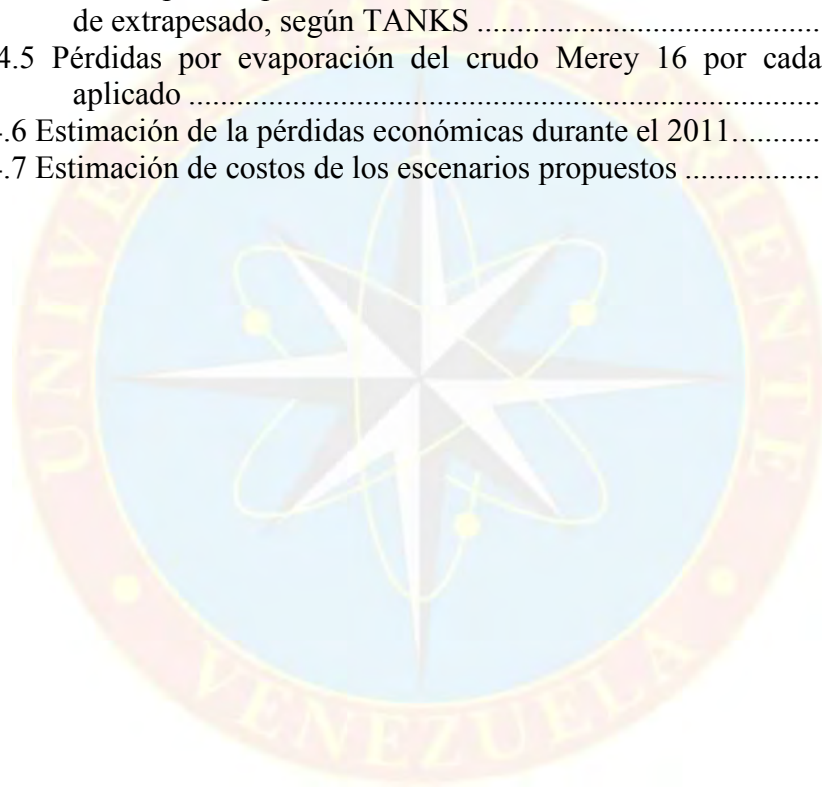
## LISTA DE GRÁFICOS

	<b>Pág.</b>
Gráfico 4.1 Distribución porcentual de pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento de COMOR .....	51



## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 4.1 Propiedades del crudo en el sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado .....	41
Tabla 4.2 Mermas de crudo húmedo diluido en el sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado .....	43
Tabla 4.3 Pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento del área de extrapesado, según la norma API 19.1 .....	45
Tabla 4.4 Pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento del área de extrapesado, según TANKS .....	47
Tabla 4.5 Pérdidas por evaporación del crudo Merex 16 por cada método aplicado .....	48
Tabla 4.6 Estimación de la pérdidas económicas durante el 2011.....	56
Tabla 4.7 Estimación de costos de los escenarios propuestos .....	59





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR EVAPORACIÓN  
EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL ÁREA  
EXTRAPESADOS,  
DISTRITO MORICHAL**

Autor:

Willians Andrés Cabeza Moreno

C.I.: 20.311.410

Julio de 2012

Asesores:

Académico: Ing. MSc. Rubén Vega

Co-asesor: Ing. María García

Industrial: Ing. Mauro Di Nunzio

**RESUMEN**

El uso de tratamientos térmicos es fundamental en el procesamiento de crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, en especial para el Distrito Morichal; pero si no se cuenta con sistemas en óptimas condiciones se pueden incurrir en pérdidas considerables tanto energética como económicamente. Tal inquietud conllevó al estudio de las condiciones del sistema de procesamiento y almacenamiento del área extrapesado del distrito, para determinar las pérdidas por evaporación del crudo Merey 16. A partir de pruebas de laboratorio donde se sometió al crudo diluido a un calentamiento (simulando las condiciones de almacenamiento) se detectó que el sistema de almacenamiento de COMOR presenta 0,934 %V/V de pérdidas anuales, obteniendo tal porcentaje mediante la corrección de las mermas por un balance de masa; dichas pérdidas fueron comparadas con las resultantes a partir de la norma API 19.1 y el programa TANKS, las cuales no se adaptaron a las pérdidas estimadas en campo (0,905 %). Bajo las condiciones actuales, el 0,934 %V/V es equivalente a 756.259 Bls y 234,18 MMBs con respecto a la corriente de 80.648.710 Bls Brutos procesados durante el 2011; por lo cual se propusieron diversos escenarios que permita minimizar las pérdidas; lo que permitió concluir que: las condiciones actuales del sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado no son las idóneas para el tratamiento del crudo húmedo diluido, el efecto de la falta de mantenimiento en los diferentes equipos de COMOR acarrearán pérdidas significativas, y las causas de las pérdidas del crudo Merey 16 por evaporación se deben a los mecanismos de pérdidas y las condiciones operacionales.

## INTRODUCCIÓN

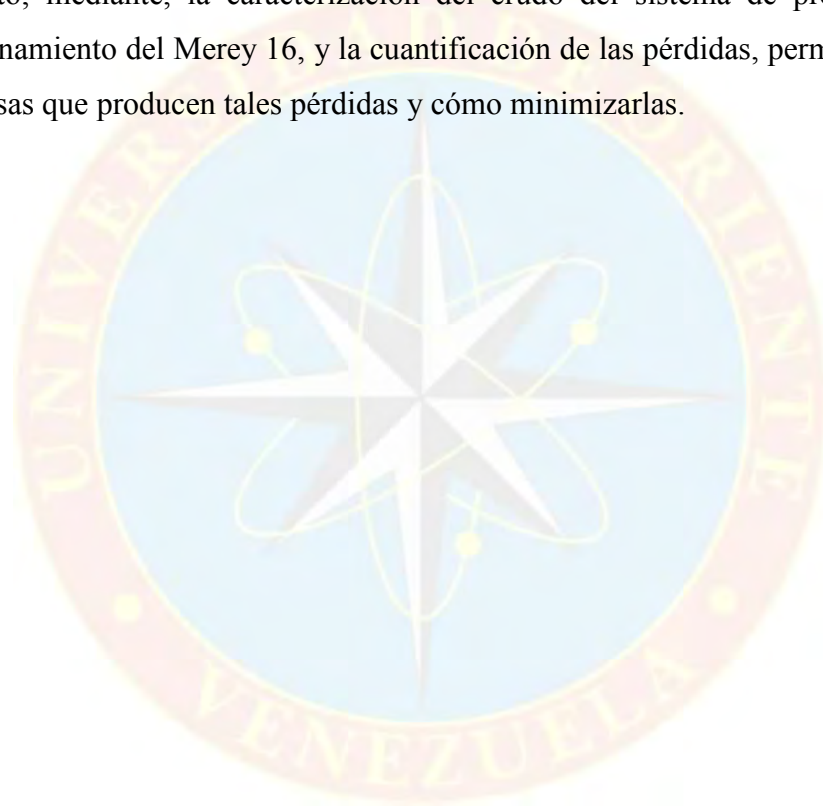
El procesamiento de los hidrocarburos es una fase indispensable en las industrias petroleras, mediante la cual se garantiza que el petróleo crudo esté en especificaciones para su comercialización. Las estaciones de flujo reciben la producción de diferentes pozos y/o macollas asociados a un área en particular, para su tratamiento inicial, debido a que ellas se encargan de realizar la separación gas-líquido y la medición de los fluidos producidos, para luego ser tratados aguas abajo en procesos más específicos.

Además, se implementan trenes de pruebas mediante los cuales se hace el mismo tratamiento seguido por los trenes generales, en las estaciones de flujo, pero alineando un pozo por tren para realizar las pruebas de producción del mismo y evaluar su productividad. Una vez realizada la separación de las partículas gaseosas inmersas en la corriente líquida (petróleo crudo con agua de formación) en las estaciones de flujos, dicho fluido es enviado hacia una estación principal; que se encarga del recibo, tratamiento (deshidratación y desalación), almacenamiento, fiscalización y posterior despacho hacia los patios de tanques de crudo.

La producción temprana y/o acelerada actual que se está manejando en el Distrito Morichal ha obligado a las instalaciones anteriormente mencionadas a operar en condiciones críticas, tales como tasas de procesamiento que prácticamente duplican la capacidad inicial de ellas. En tal sentido, en el Centro Operativo Morichal (COMOR) se han realizado diversas modificaciones, a razón de lograr mantener la capacidad de procesamiento del mismo al nivel de la producción, sometiendo el fluido a condiciones máximas de operación; como temperaturas de procesamiento que llegan hasta 260 °F y temperaturas de almacén superiores a 170 °F; lo cual puede producir disminución de la vida útil de los equipos y generar una merma en el crudo

almacenado debido a su evaporación y consigo la liberación de los vapores a la atmósfera.

Por lo tanto, este estudio se enfocó en las pérdidas por evaporación de crudo en su procesamiento y almacenamiento, tomando en cuenta las condiciones operacionales durante el 2011 y la variación de la calidad o características del producto; mediante, la caracterización del crudo del sistema de procesamiento y almacenamiento del Merey 16, y la cuantificación de las pérdidas, permitiendo inferir las causas que producen tales pérdidas y cómo minimizarlas.



# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El Distrito Morichal pertenece a uno de los bloques de la división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, bajo la dirección de Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima, Exploración y Producción (PDVSA EyP). Este distrito se encuentra dividido en dos áreas, el área de pesado y el área de extrapesado.

El Centro Operativo Morichal (COMOR), producto de la integración de la antigua Estación Principal Morichal (EPM-1) y el antiguo Módulo de Producción de Emulsiones (MPE-1), se encarga de procesar y almacenar toda la producción del área de extrapesado del Distrito Morichal para su adecuación a las especificaciones comerciales del crudo Merey 16, en cuanto al contenido de agua y sedimentos, gravedad API y salinidad; dicho centro cuenta con seis (6) tanques de techo fijo para su almacenamiento, medición (fiscalización) y posterior transferencia hacia el Patio de Tanques Oficina (PTO).

En el tratamiento se hace pasar la corriente de crudo húmedo diluido por una serie de intercambiadores de calor y hornos para su posterior deshidratación y desalación, sometiéndolo a temperaturas alrededor de 260 °F, lo cual induce a temperaturas de almacenamiento mayores a 170 °F, y la liberación de los hidrocarburos más livianos y volátiles. Tales condiciones originan y/o promueven las pérdidas por evaporación del crudo diluido, a razón de la expansión y contracción térmica que afectan a los fluidos contenidos en el interior de los tanques durante el ciclo de calentamiento diario en su almacenamiento, y los constantes movimientos de vaciado y llenado que ocurren durante las operaciones habituales (API MPSM Cap.

19.1, 2010). Todo ello conlleva a la desestabilización tanto de la presión de vapor como la concentración de vapores en el interior de los tanques, exponiéndolos a condiciones dinámicas que acarrearán pérdidas adicionales, esencialmente en los tanques atmosféricos de techo fijo. Tales pérdidas afectan la fiscalización y medición que se realizan en los tanques al disminuir el volumen de crudo almacenado, además de empobrecer la calidad del mismo.

Cabe destacar que las pérdidas por evaporación totales de los tanques de techo fijo son la suma de las pérdidas permanentes o por respiración y las pérdidas operacionales o por trabajo, las cuales ocurren cuando los vapores emanados de la superficie del líquido escapan de los tanques hacia la atmósfera, perturbando al ambiente. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

Por tales razones, se realizó una evaluación de las pérdidas de crudo diluido por evaporación en el sistema de procesamiento y almacenamiento del área extrapesado, Distrito Morichal.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Evaluar las pérdidas de crudo diluido por evaporación en el sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo Merey 16, en el área de extrapesado, Distrito Morichal.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Describir las condiciones técnico-operacionales del sistema de procesamiento y

almacenamiento del crudo Merey 16.

- Determinar las pérdidas por evaporación del crudo diluido en el sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo Merey 16.
- Diagnosticar las causas de las pérdidas por evaporación del crudo diluido en el proceso de COMOR.
- Estimar el impacto económico de las pérdidas por evaporación del crudo diluido en el proceso de COMOR.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Las pérdidas por evaporación del crudo constituyen una fuga de la riqueza del mismo al provocar una merma en los tanques, en este sentido se observa una disminución del nivel de petróleo y un empobrecimiento de la gravedad API, impactando considerablemente a la economía de la industria. Si esta condición no se corrige o minimiza conllevaría a agravar la contaminación ambiental al expeler la mezcla de aire y vapores orgánicos desde los tanques de techo fijo, en este caso. De ello radica la importancia de la inclusión de las pérdidas por evaporación del crudo diluido en las actividades de medición del mismo. Lo cual es aplicable a todo tipo de petróleo, y se verá afectado en mayor o menor grado según el sistema de almacenamiento.

Una contabilización adecuada de los hidrocarburos que son procesados y almacenados es imprescindible para la industria petrolera, debido a que facilita tanto la evaluación del control (calidad) de las operaciones como las mediciones de carácter fiscal. Específicamente para PDVSA, el trabajo de Coordinación Operacional es medir la gestión desarrollada por parte de operaciones de producción, referente a la fiscalización del crudo que es procesado y almacenado, en relación a la explotación



del mismo, aunado a las capacidades de las instalaciones.

A través de este estudio se estableció una relación de la cantidad de vapores venteados y la pérdida económica que estos representan para la empresa, permitiendo proponer escenarios rentables para la recuperación de los mismos.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

**Pilacuán, J. (2009).** “Análisis de pérdidas por evaporación en el tanque de techo fijo de almacenamiento de gasolina súper TB-1012 del terminal de productos limpios El Beaterio (PETROCOMERCIAL)” Quito – Ecuador. A través de este trabajo de grado se desarrolló un análisis de pérdidas por evaporación de acuerdo a la norma API-19 en el tanque de techo fijo de almacenamiento de gasolina súper TB-1012 del terminal de productos limpios El Beaterio. Inicialmente se analizaron los factores que inciden en las pérdidas por evaporación en tanques de almacenamiento de techo fijo y se calcularon las mismas para el almacenamiento de gasolina súper TB-1012; con la finalidad de hacer una comparación entre las pérdidas por evaporación en el tanque de techo fijo de almacenamiento de gasolina súper TB-1012 con el tanque de techo flotante TB-1001. Obteniendo 0,42% en el tanque de techo fijo y 0,0032% en el tanque de techo flotante de pérdidas por evaporación; demostrando que los tanques de techo flotantes son más eficientes que los tanques de techo fijo al minimizar las pérdidas por evaporación para un mismo producto.

**Ramos, V. (2004).** “Estudio de la merma de crudo por evaporación en el patio de tanques Jusepín, Estado Monagas”. En dicho trabajo se estudió la merma en el Patio de Tanques Jusepín (PTJ) empleando normas API (Publicaciones 2517, 2518 y 2519) para el cálculo de las pérdidas por evaporación en tanques de almacenamiento; lográndose mediante la descripción de las causas y el cálculo de las mermas de crudo en los tanques de techo fijo y flotante existentes en PTJ, y la determinación de variaciones en las propiedades del crudo en el almacenaje, para poder cotejar las mermas totales obtenidas a condiciones reales con datos simulados.

Entre los resultados más relevantes se obtuvo que en el tanque de techo fijo 55001 se pierden por evaporación 5117,51 bls anualmente; permitiendo concluir que las mayores pérdidas son por respiración y llenado para los tanques de techo fijo en comparación con los tanques de techo flotante externo en estudio; y las pequeñas variaciones en la gravedad API del crudo no influyen en la calidad del mismo. Siendo necesario resaltar la obtención de resultados aceptables en la determinación pérdidas por evaporación mediante la aplicación de normas API.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO**

### **2.2.1 Ubicación del Área en Estudio**

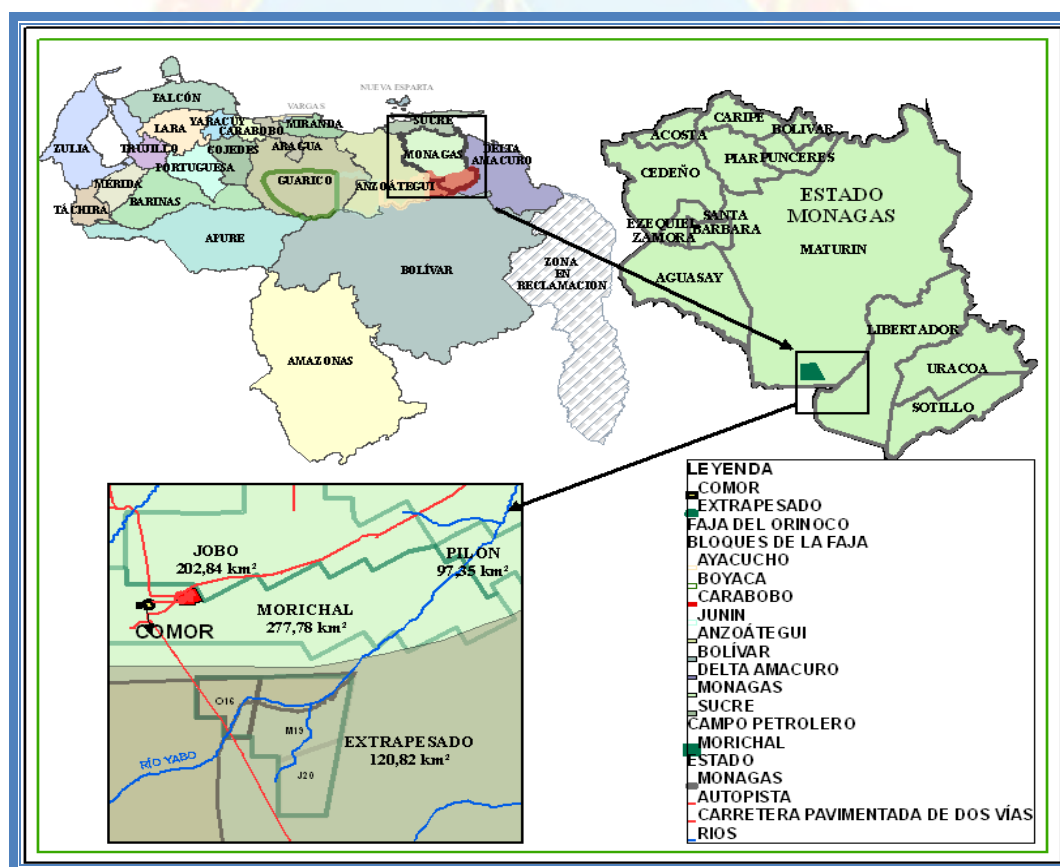
La Faja Petrolífera del Orinoco es la reserva de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, ubicada al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; cubriendo una extensión de 55314 km<sup>2</sup>. Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes bloques, siendo éstos de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo; segmentado a la vez en 29 campos de 500 km<sup>2</sup> cada uno aproximadamente, más dos áreas llamadas Boyacá Norte y Junín Norte. (<http://www.pdvsa.com/>).

El Distrito Morichal se encuentra ubicado al Sur del Estado Monagas, cubriendo un área de 759 km<sup>2</sup> aproximadamente, operacionalmente pertenece a la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco de Petróleos de Venezuela S. A. Exploración y Producción (PDVSA EyP); quien se encuentra dividido a su vez en las áreas de pesado y extrapesado.

El área correspondiente al estudio se centra en el área de extrapesado de PDVSA EyP Distrito Morichal, que a su vez está subdividido en dos bloques denominados el bloque O-16 hacia el Norte y el bloque J-20 hacia el Sur; los cuales

se encuentran asociados a las estaciones de flujo J-20 y O-16, la Planta Compresora Orinoco (PCO) y el Centro Operativo Morichal (COMOR).

Las estaciones de flujo J-20 y O-16 se ubican en el Municipio Independencia, al sureste del Estado Anzoátegui, en las siguientes coordenadas: N: 958613,376 E: 501874,517 y N: 967000,157 E: 494968,825, respectivamente; mientras, COMOR se localiza en el Municipio Libertador, al sur del Estado Monagas en las siguientes coordenadas: N: 977162,053 E: 488385,381. Siendo el sistema de referencias de dichas coordenadas UTM “La Canoa”.



**Figura 2.1 Ubicación del área en estudio**

**Fuente: Figura suministrada por la Gerencia de Propiedades y Catastro, PDVSA EyP Distrito Morichal.**

### **2.2.2 Reseña del Centro Operativo Morichal (COMOR)**

La planta de procesos conocida como Módulo de Producción de Emulsiones (MPE-1) fue diseñada inicialmente para producir 100 MBD y posteriormente fue sometida a una ampliación para producir 120 MBD. Dicho módulo estaba conformado por dos trenes (A y B) de precalentamiento primario y deshidratación-desalación con una capacidad de tratar 64 MBD de crudo diluido en cada tren, además de un área de despojamiento con una capacidad de 84 MBD de crudo extrapesado y el área de formación de Orimulsión®. En vista de ello, el crudo procesado por la MPE-1 provenía del área de extrapesado de las estaciones J-20 y O-16; con el propósito de disminuir el contenido de agua y sedimentos, sales asociadas y despojarlo del diluyente (en aquel entonces se usaba kerosene como diluyente) para alcanzar las especificaciones de calidad requeridas.

A finales del mes de Febrero del año 2004, según lineamientos emitidos por el Ministerio de Energía y Minas (ahora Ministerio de Energía y Petróleo) se inició un cambio de estrategia de comercialización del crudo extrapesado, orientando gran parte de la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco hacia la venta de crudos mezclados y mejorados con el cierre definitivo de la comercialización de Orimulsión®. Debido a ello y al Plan De Desarrollo (PDD) 2005-2012 del distrito se pronosticó un incremento acelerado en la producción de crudo extrapesado; considerando a la par la ampliación de capacidad en las instalaciones de superficie utilizadas para la inyección de diluyente, transporte de fluidos, tratamiento del crudo diluido, lo cual permitiría asegurar la continuidad operacional del Distrito Morichal.

La planta MPE-1 continuó con la producción de Orimulsión® hasta el 2007 con una capacidad 120 MBD, conformada por las áreas de proceso anteriormente nombradas. A partir de allí, se ejecutó un cambio en la filosofía de la MPE-1 para capacitarla en la manufactura del crudo Merey 16, destacando las siguientes

modificaciones: exclusión de la torre de despojamiento, reubicación del tren de calentamiento, instalación de nuevos equipos y tuberías para el nuevo recorrido del fluido, cambio del diluyente a Mesa 30, entre otros. (Freitez, 2007).

En cuanto a la Estación Principal Morichal (EPM-1), ésta fue diseñada inicialmente para recibir el crudo proveniente del área de pesado de la Estación Principal Temblador (EPT-1), una vez deshidratado, para su dilución a 16° API y desalación a 30 PTB de sal; con una capacidad máxima de 100 MBFPD.

De acuerdo al Portafolio De Oportunidades (PDO) 2005-2024, el crecimiento acelerado del área de extrapesado estaba contemplado a partir del año 2009, con requerimiento de infraestructura a nivel de estaciones de flujo y planta de tratamiento. Sin embargo, a principios del 2008 se planteó un nuevo plan de generación y producción adicional en dicha área, logrando visualizar que para el año 2010 se superaría la capacidad instalada de la MPE-1. En vista del incremento del potencial de producción, fue necesario garantizar la continuidad operacional mediante la adecuación de la capacidad en las instalaciones de superficie utilizadas para: recolección y transporte de fluidos, tratamiento del crudo húmedo diluido, almacenamiento del crudo Merey 16, entre otros.

Como consecuencia del nuevo plan de generación y producción surgió la necesidad del cambio de la filosofía operacional de EPM-1 para el 2009, con el fin de procesar crudo húmedo diluido (formulado a partir del crudo extrapesado) proveniente de las estaciones de flujo J-20 y O-16, una vez desgasificado, para su dilución a 16° API y deshidratación-desalación.

Debido a que ambas plantas (MPE-1 y EPM-1) están manufacturando crudo Merey 16, aunque cada una con su propia filosofía, con crudo proveniente del área de extrapesado del Distrito Morichal, fueron unificadas y actualmente se denomina

Centro Operativo Morichal (COMOR).

### **2.2.3 Descripción de las Estaciones de Flujo**

En el área de extrapesado del Distrito Morichal se produce un crudo de 8 °API por métodos de levantamiento artificial como bombeo mecánico (BM), bombeo de cavidad progresiva (BCP), bombeo electrosumergible (BES) y levantamiento artificial por gas (LAG); mediante la explotación de dos sus bloques principales, J-20 y O-16, asociados a su estación de flujo correspondiente. Debido a la alta gravedad específica de este crudo es necesaria su dilución para poder producirlo y facilitar su transferencia, por ello se efectúa la inyección en el cabezal de los pozos del diluyente Mesa 30 para disminuir la densidad del petróleo y obtener un producto entre 15 y 16 °API; en algunos casos se hace la inyección de un 10% de la dosificación correspondiente del Mesa 30 en el fondo de los pozos.

#### **2.2.3.1 Estación de Flujo J-20**

La Estación de Flujo J-20 recibe los fluidos producidos alrededor de 190 pozos a una tasa de 100 MBPD por los cuatro Múltiples de Producción A/B/C/D y tres líneas de producción conectadas a 21 macollas, con una temperatura media de 86 °F y una presión media de 55 lpcm. El tren de producción general se encuentra conformado por: dos calentadores generales (CG-1/2), mejorando el desplazamiento del crudo al subir su temperatura a 120 °F; tres separadores generales (SG-1/2A/2B), extrayendo el gas asociado petróleo; dos depuradores de gas de baja (DG 1/2), estos reciben el gas separado tanto del tren general como el de prueba, enviando un gas seco hacia PCO y el líquido recuperado hacia los calentadores; dos tanques (TK-5001/10001), los cuales están en constante movimiento procurando mantener un nivel mediante el recibo y bombeo de crudo húmedo diluido hacia COMOR, transportándolo con la ayuda de trece bombas. Mientras, el tren de prueba es

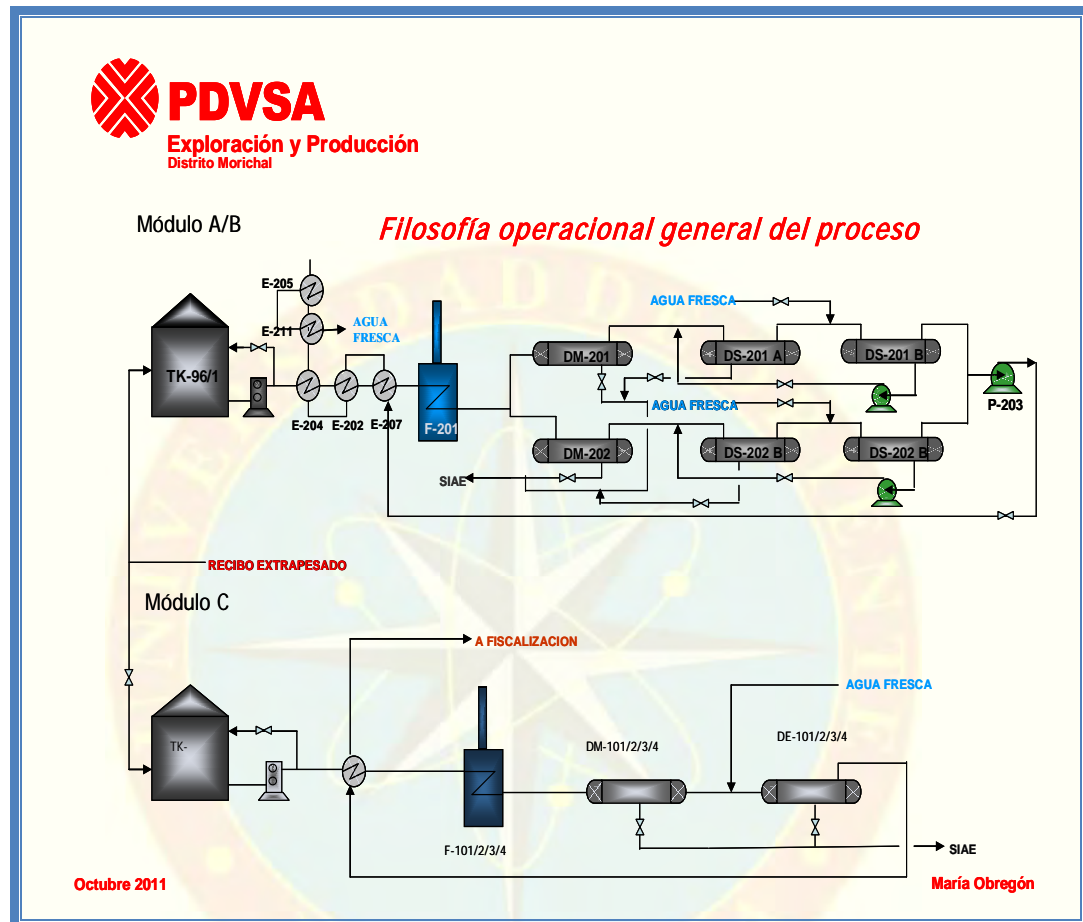
integrado por: tres calentadores de prueba (CP-1/2/3), tres separadores de prueba (SP-1/2/3), un calentador-separador de prueba (CSP-1). Cabe destacar que la EF-J-20 cuenta con un tanque de química desmulsificante, añadida en la entrada de los calentadores para facilitar la ruptura de la emulsión agua/petróleo aguas abajo; y dos tanques de química antiespumante (N° 1/2), añadida en la entrada de los separadores para evitar la formación de espuma en el interior de los mismo y a lo largo del recorrido del crudo.

### **2.2.3.2 Estación de Flujo O-16**

La Estación de Flujo O-16 recibe los fluidos producidos alrededor de 115 pozos a una tasa de 125 MBPD por tres Múltiples de Producción A/B/C y cinco líneas de producción acopladas a 12 macollas, con un promedio de temperatura y presión de 90 °F y 60 lpcm, respectivamente. El tren de producción general está compuesto por: un calentador general (CG-1), mejorando el desplazamiento del crudo al subir su temperatura a 120 °F; un separador general (SG-1), extrayendo el gas asociado al petróleo; un calentador-separador de producción (CSG-1); dos depuradores de gas (DG-1/1A), uno de alta y otro de baja, los cuales reciben el gas separado tanto del tren general como el de prueba, enviando un gas seco hacia PCO; tres tanques (TK-5001/5002/10001), estos están en constante movimiento procurando mantener un nivel, recibiendo y bombeando crudo húmedo diluido hacia COMOR mediante diez bombas de transferencia. Mientras, el tren de prueba está constituido por: dos calentadores de prueba (CP-1/2), dos separadores de prueba (SP-1/2), un calentador-separador de prueba (CSP-1). Se puede decir, que la EF-O-16 cuenta con un tanque de química desmulsificante (N° 1) y dos de química antiespumante (N° 1/2), añadidas tanto en la línea de producción como en la entrada de los separadores para facilitar la ruptura de la emulsión agua/petróleo aguas abajo y evitar la formación de espuma en el interior de los mismo.



## 2.2.4 Descripción del Centro Operativo Morichal



**Figura 2.2 Diagrama general de la filosofía operacional de COMOR**  
**Fuente: Obregón, 2012.**

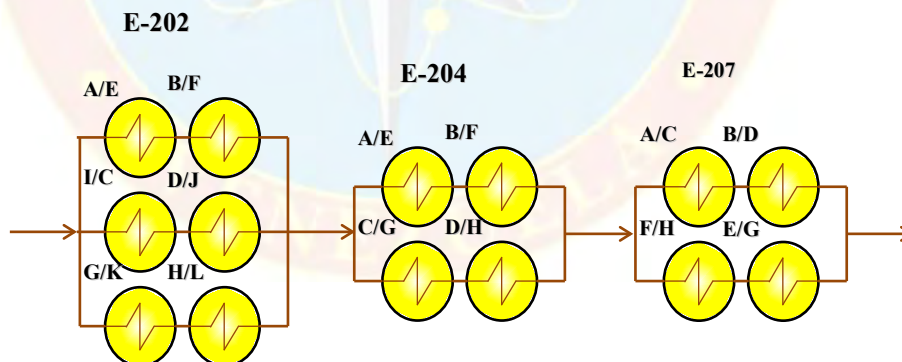
Dicho centro está conformado por la integración de dos estaciones principales, la Estación Principal Morichal (EPM-1) y el Módulo de Producción de Emulsiones (MPE-1), las cuales operan en paralelo con filosofías operacionales semejantes; pero debido a conceptualizaciones operacionales actuales éstas han sido redefinidas en módulos, la MPE-1 pasó a conformar los módulos A y B, mientras que la EPM-1 pasó a ser el Módulo C.

### 2.2.4.1 Filosofía Operacional del Módulo A y Módulo B (Módulo de

### Producción de Emulsiones, MPE-1)

Dos tanques de cargas, el TK-96001 y el TK-96002, conforman la alimentación de la MPE-1; dichos tanques reciben y bombean continuamente producto desde la Faja del Orinoco hacia el proceso, bajo un criterio de operación riguroso en el cual es drenado el colchón de agua que se forma a partir del agua libre para optimizar el proceso. Adicionalmente, el TK-96001 recibe el crudo recuperado del Sistema de Inyección de Agua Efluente (SIAE). Siendo impulsado por seis (6) de las ocho (8) bombas de carga P-201 A/B/C/D/E/F/G/H, que trabajan en paralelo para incrementar la presión desde 8-12 lpcm en la succión hasta 480-515 lpcm a la descarga.

A partir de allí, el caudal se divide en dos trenes (A y B), actualmente conocidos como Módulo A y Módulo B; siendo muy similares y constituidos por trenes y/o sistemas de precalentamiento, calentamiento, deshidratación-desalación y enfriamiento, cada módulo.

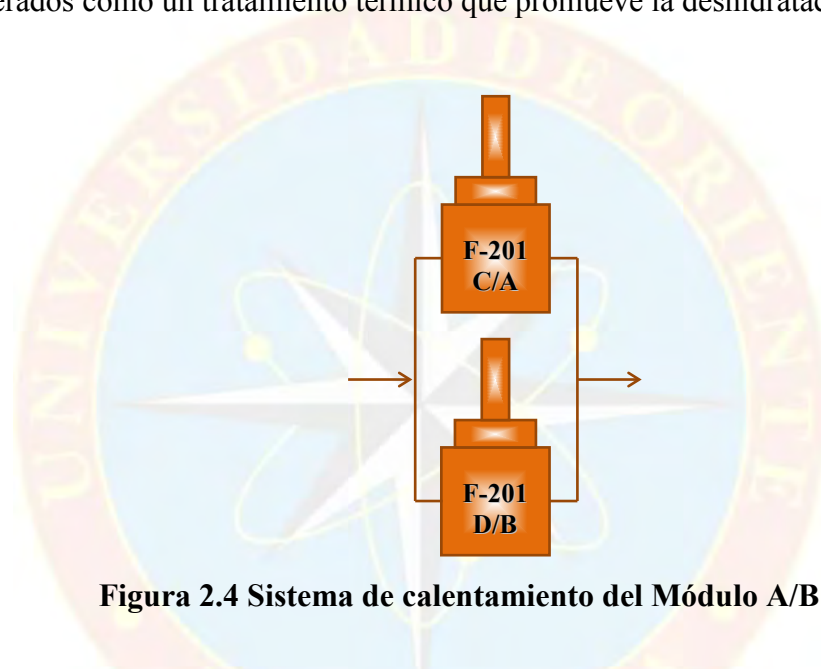


**Figura 2.3 Sistema de precalentamiento del Módulo A/B**

En el proceso de precalentamiento, en cada módulo, el crudo húmedo diluido pasa por una serie de intercambiadores de calor tubo/carcasa (crudo húmedo diluido/crudo Merey 16); los E-202, E-204 y E-207; que operan con un arreglo de parejas en paralelo de 3, 2 y 2, respectivamente. Esto incrementa la eficiencia

energética del proceso, al precalentar el crudo que entra al proceso, desde 100 a 145 °F, y recuperar el calor del crudo diluido ya tratado.

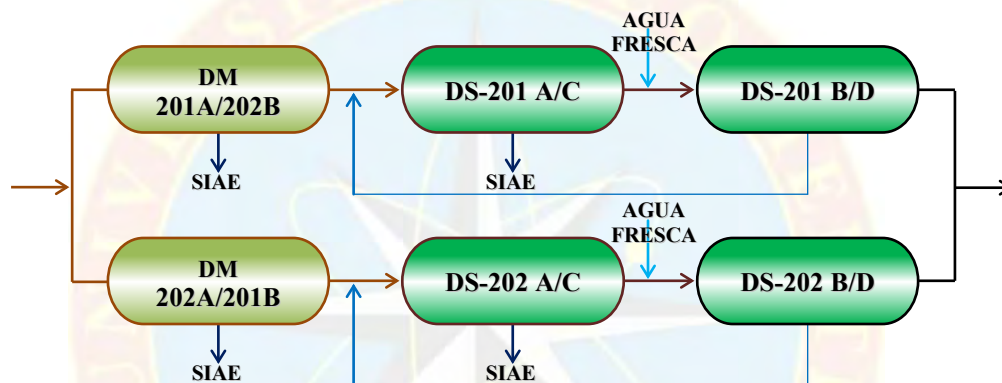
En cuanto al sistema de calentamiento, lo constituyen cuatro hornos de fuego directo F-201 A/B/C/D, aportando la principal fuente de energía térmica al proceso en general, distribuidos un par por módulo que trabajan en paralelo, pudiendo ser considerados como un tratamiento térmico que promueve la deshidratación del crudo.



**Figura 2.4 Sistema de calentamiento del Módulo A/B**

Una vez que el crudo alcanza 245 °F en los hornos, entra a los deshidratadores mecánicos para eliminar el agua contenida en la corriente de crudo por efecto los tratamientos mecánico, térmico y químico, proporcionando un tiempo de residencia suficiente. Encontrándose a los DM-201A/202A para el Módulo A y los DM-201B/202B para el Módulo B, en paralelo. Posteriormente, el crudo, ya con un menor corte de agua, es enviado a los desaladores electrostáticos, con un arreglo de dos etapas, para eliminar el agua emulsionada en el crudo y el exceso de sal; requiriendo la inyección de agua entre 8 a 10% en la entrada de cada etapa para su lavado, agua fresca para la segunda etapa y parte del agua eliminada de la segunda etapa para la primera. Los desaladores electrostáticos se distribuyen de la siguiente manera: los

DS-201A/202A en la primera etapa y los DS-201B/202B en la segunda etapa, para el Módulo A; y los DS-201C/202C en la primera etapa y los DS-201D/202D en la segunda etapa, para el Módulo B. El agua eliminada tanto de los deshidratadores mecánicos como de los desaladores electrostático es enviada hacia el SIAE; pasando previamente por los intercambiadores de calor E-103 A/B, usados para calentar el agua fresca de lavado requerida al inicio de la segunda etapa de los desaladores electrostáticos.



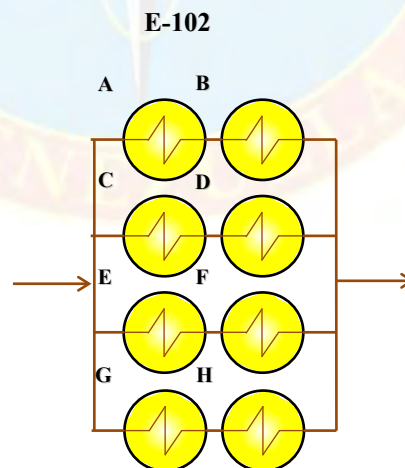
**Figura 2.5 Sistema de deshidratación-desalación del Módulo A/B**

A la salida de los desaladores electrostáticos se obtiene un producto en especificaciones, crudo Merey 16; presentando una pérdida mínima de la energía absorbida en los hornos y se hace pasar los intercambiadores de calor E-207/204/202 del lado carcasa, para enfriar el petróleo de 238 a 195 °F, con el fin de aprovechar la energía absorbida durante el proceso y calentar el crudo húmedo diluido entrante. Adicionalmente a ello, el crudo diluido se envía a un sistema de enfriamiento conformado por otros intercambiadores de calor tubo/carcasa y par de torres de enfriamiento, para disminuir aún más su temperatura y poder ser almacenado, al transferir calor en los intercambiadores de calor agua/crudo diluido E-205 y E-211. El agua estando en un sistema cerrado, pasa por los intercambiadores del lado tubo calentándose a 155 °F y luego pasa por las torres de enfriamiento TE-201/202 (una para cada módulo) para volver a los intercambiadores a 110-115 °F.

Una vez descendida la temperatura del crudo diluido a 170-180 °F en los E-205/211, se unen las corrientes de ambos módulos y posteriormente pasa por cuatro másicos en paralelo para su contabilización y fiscalización, para finalmente ser recolectado en los tanques de almacenamiento TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004.

#### 2.2.4.2 Filosofía Operacional del Módulo C (Estación Principal Morichal, EPM-1)

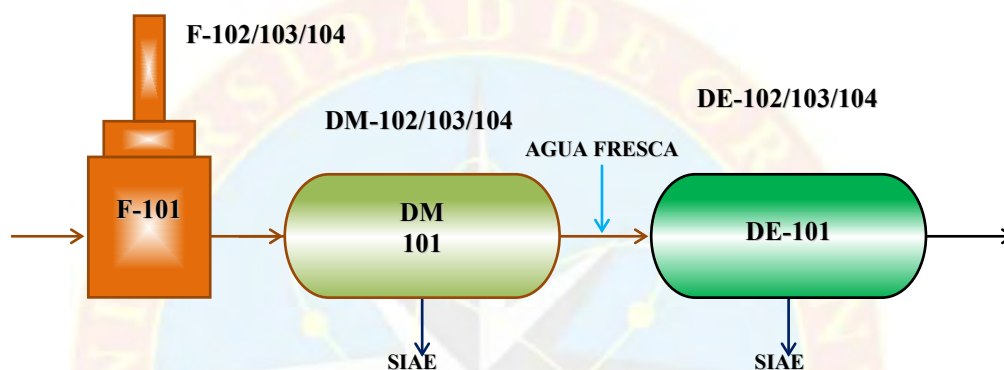
Para éste módulo se utilizan los tanques de carga TK-10008 y TK-20013 como alimentación del proceso general de la EPM-1; los cuales reciben crudo húmedo diluido proveniente principalmente del área de extrapesado y una menor porción derivada de la producción de Petrodelta; y bombean el mismo hacia el módulo; empleando seis bombas de tornillo P-010/020/030/040/050/060, para incrementar la presión desde 10 lpcm en la succión hasta 400 lpcm en la descarga.



**Figura 2.6 Sistema de precalentamiento del Módulo C**

Iniciando el recorrido a través de ocho intercambiadores de calor tubo/carcasa E-102 A/B/C/D/E/F/G/H ordenados en cuatro series en paralelo, para incrementar la

temperatura del crudo húmedo diluido entrante con el crudo diluido que viene saliendo del proceso. Una vez precalentado el crudo de alimentación de 100 a 150 °F, es enviado al sistema de calentamiento conformado por los cuatro hornos F-101/102/103/104 alcanzando una temperatura de 250 °F; en éste sistema tres de sus hornos son de 28,0 MMBTU/HR y uno de 36,0 MMBTU/HR, para una capacidad total de 120 MBD.



**Figura 2.7 Sistema de calentamiento y deshidratación-desalación del Módulo C**

Luego en el sistema de deshidratación-desalación el petróleo pasa a través de cuatro deshidratadores mecánicos en paralelo conectados a la vez en serie con cuatro desaladores electrostático, optimizando el proceso. Una vez dentro de los deshidratadores mecánicos DM-101/102/103/104 se separa el agua asociada al crudo, obteniéndose un producto más limpio; a dicho producto se le inyecta alrededor de 8% de agua fresca en relación al crudo total neto procesado por el módulo, previamente calentada en los E-103 A/B, la cual sirva como medio de lavado para la desalación del crudo. En la entrada a los desaladores electrostáticos DE-101/102/103/104 el agua fresca es mezclada con el crudo diluido deshidratado (salado) en los mezcladores; en el interior de estos equipos se termina de romper la emulsión más fuerte, resultando en crudo diluido dentro de las especificaciones de gravedad API, sal, y contenido de agua y sedimentos para el Merey 16.

El agua efluente recolectada producto del proceso en el sistema de deshidratación-desalación es enviada directamente al Sistema de Inyección de Aguas Efluentes para su tratamiento, sin pasar por los intercambiadores de calor E-103.

Debido a la gran energía térmica suministrada al crudo durante el proceso, una vez que ha sido tratado es enviado a los intercambiadores de calor E-102 por el lado carcasa para calentar al crudo húmedo diluido entrante en el proceso; a la vez que promueve el enfriamiento del petróleo en especificaciones para su almacenamiento en los tanques TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004. Pero antes de acumular el Merey 16 en los tanques de almacenamiento se unen las dos corrientes del producto tratado tanto de la EPM-1 como de la MPE-1, para luego ser contabilizado por cuatro medidores de flujo másicos (Coriolis).

## **2.3 BASES TEÓRICAS**

### **2.3.1 Tanques de Almacenamiento Atmosférico**

Los tanques de almacenamiento son recipientes cuyo sistema de venteo son abiertos a la atmósfera, usado para almacenar líquido a una presión ligeramente mayor que la atmosférica; usualmente de forma cilíndrica vertical y en ocasiones horizontales o rectangulares.

Los tanques atmosféricos se clasifican básicamente en función del tipo de techo, el cual debe seleccionarse tomando en consideración la presión de vapor verdadera para minimizar las pérdidas por evaporación; cuando se almacenan compuestos orgánicos volátiles pueden ser techo fijo con válvulas de presión y vacío (VPV) o flotante, bien sea interno o externo. (Villalobos, 2009).

#### **2.3.1.1 Tanques de Techo Fijo**

Se define tanque de techo fijo, a todo tanque cuyo techo esta soldado o unido a las paredes del mismo y fijado con soportes al piso manteniendo su rigidez. A su vez son los más baratos y diseño más simple.

En este tipo de tanques el espacio interior sobre la superficie del líquido siempre es ocupado por vapores del producto almacenado, fundamentalmente por las fracciones más livianas del mismo, provocando pérdidas por evaporación. (Villalobos, 2009).

### **2.3.1.2 Tanques de Techo Flotante**

Se define como todo tanque donde el techo flota sobre el contenido del mismo, generalmente se utilizan para crudo liviano, mediano y/o productos refinados. La principal función de estos es reducir las pérdidas por evaporación, al eliminar la superficie libre del líquido, y evitar la acumulación de vapores que podrían ocasionar daños debido a las altas presiones de vapor. Lo cual a su vez minimiza el daño al ambiente y el riesgo de formación de mezclas explosivas en la cercanía del tanque.

El techo se desplaza verticalmente de acuerdo al nivel del producto que almacena. El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). (Villalobos, 2009).

### **2.3.2 Mecanismos de Pérdidas**

La evaporación es el proceso natural en el que un líquido se convierte en vapor. A través de la evaporación, todos los líquidos establecen un equilibrio en la concentración de vapores sobre la superficie del líquido. Cada líquido almacenado tiene una presión de vapor finita que depende de la temperatura de la superficie y composición del líquido, lo cual causa su evaporación.



Bajo condiciones estáticas el equilibrio en la concentración de vapores es establecido, después que cesa la evaporación. No obstante, los tanques de techo fijo son expuestos a condiciones dinámicas que perturban tal equilibrio, causando una evaporación adicional. Siendo las condiciones dinámicas las responsables de la continua evaporación, provocando la pérdida y liberación de los gases contenidos en los tanques. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

### **2.3.2.1 Pérdidas Permanentes**

Las pérdidas permanentes son aquellas pérdidas por evaporación de los vapores almacenados producto de la expansión y contracción térmica de la mezcla aire-vapor en el interior del tanque durante el ciclo de calentamiento diario. Estas pérdidas también son llamadas pérdidas por respiración y ocurren sin que haya variación del nivel de líquido en el tanque.

Varios mecanismos se encuentran involucrados en las pérdidas por evaporación durante las actividades de almacenamiento. La causa principal de las pérdidas permanentes en los tanques de techo fijo es el ciclo de calentamiento diario, que por lo general hace incrementar la temperatura del espacio de vapor en el tanque durante el día y disminuir durante la noche. Este calentamiento hace que la mezcla de vapores orgánicos se expanda e incremente la presión hasta la presión máxima de apertura de la válvula de presión-vacío (VPV), momento en el cual el vapor es venteado del tanque, provocando pérdidas por evaporación. Después que el vapor alcanza su temperatura máxima, lo cual ocurre normalmente después del mediodía; el enfriamiento hace que la mezcla aire-vapor se contraiga reduciendo la presión. Cuando la presión cae por debajo la presión mínima de apertura de la VPV, el aire es succionado al interior del tanque donde es saturado parcialmente con los vapores preexistentes.

Durante el día, el tanque está expuesto al calor ambiental por la insolación y el intercambio del calor por convección con el aire. El techo del tanque está expuesto a la insolación directa y difusa, así como al intercambio de calor por convección con el aire. El lado soleado de la pared del tanque está expuesto a la insolación directa, difusa y reflejada por la tierra, así como al intercambio de calor por convección con el aire. El lado opuesto está expuesto a la insolación difusa y reflejada por la tierra, así como al intercambio de calor por convección con el aire. Durante la noche, el techo y la pared del tanque sólo intercambian calor por convección con el aire, al no haber insolación. Este ciclo de calentamiento diario provoca la variación de temperatura en el techo y la pared del tanque, y el intercambio de calor con la mezcla de vapores dentro del tanque.

Durante el ciclo de calentamiento diario, la mezcla de aire-vapor del tanque intercambia calor con la superficie interna del techo, la superficie interna de la pared y la superficie del líquido del tanque; dicha transferencia provoca un movimiento convectivo de la mezcla de gases en el tanque. También, en el transcurso del día cuando el espacio de los vapores es calentado, parte del calor es transferido a la superficie del líquido incrementando su temperatura, provocando una presión de vapor mayor. Debido al incremento de la temperatura de la superficie del líquido durante el ciclo de calentamiento diario, se evaporan más compuestos, aumentando la concentración de vapores.

La evaporación ocurre en la superficie del líquido mientras que él mismo trata de establecer condiciones de equilibrio con la mezcla de gases dentro del tanque. Los gases evaporados de la superficie del líquido se agregan a la mezcla de aire-vapor, desplazándose hacia el tope del tanque por las corrientes de convección inducidas durante el ciclo de calentamiento diario. También, la difusión de los gases ocurre desde la superficie del líquido hacia la zona de la mezcla de vapores. En la parte

superior del tanque los vapores son mezclados con el aire succionado a través de la VPV en el ciclo de calentamiento diario previo. Los efectos combinados de convección y difusión afectan el grado de saturación que se da en el tope del tanque.

El efecto combinado de los mecanismos de pérdidas anteriormente mencionados ocasiona el movimiento del vapor desde la superficie del líquido hacia el área debajo de la VPV, y eventualmente a través de la misma cuando la presión excede la presión máxima de apertura. El grado de saturación en el vapor venteado depende de la tasa de transferencia de masa de vapor desde la superficie del líquido hacia el tope del tanque por convección y difusión. Generalmente, estos mecanismos originan la estratificación de los gases, con la menor concentración de vapor en el tope del tanque elevando su saturación hacia la superficie del líquido. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

### 2.3.2.2 Pérdidas por Trabajo u Operación

Las pérdidas por trabajo son las pérdidas por evaporación del crudo producto de un incremento en el nivel del líquido en el tanque. Aunque estas incluyen las pérdidas por llenado y vaciado, algunas veces se refieren solo a las pérdidas por llenado. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

- **Llenado:** las pérdidas por llenado ocurren durante el incremento del nivel de líquido en el tanque, cuando los gases se comprimen y causan el incremento de la presión por encima de la presión máxima de apertura de la VPV, expulsando los gases del tanque. El volumen de líquido que entra en el tanque desplaza un volumen relativamente igual al de la mezcla de vapores en el espacio de vapores. El grado de saturación de los vapores venteados depende del intervalo de tiempo entre el proceso de llenado y el vaciado anterior, período en el cual

los vapores tratan de establecer condiciones de equilibrio. Cuando la presión máxima de apertura de la VPV es muy alta puede ocurrir un incremento considerable de la presión en el espacio de los vapores antes de que se abra la válvula. Los vapores comienzan a condensar si la presión se incrementa después que se alcanzan las condiciones de saturación, reduciendo así el volumen de los vapores liberados al ambiente.

- **Vaciado:** como el nivel del líquido disminuye durante el vaciado del tanque, la presión en el espacio de los vapores también disminuye. Cuando la presión llega a la presión mínima de apertura de la VPV, el aire entra a través de la misma. El aire fresco succionado al interior del tanque induce a la evaporación adicional de los vapores. Durante un proceso de vaciado rápido, el volumen de crudo removido del tanque es aproximadamente igual al volumen de aire que entra al mismo. El crudo evaporado de la superficie del líquido se desplaza hacia arriba por convección y difusión, y es mezclado con el aire que ha entrado. La tasa con que los vapores tienden a saturar el aire entrante durante el vaciado puede reducir parcialmente el volumen del aire que entra.

### **2.3.3 Pérdidas por Accesorios y Condiciones del Tanque**

Para una mejor comprensión de los mecanismos de pérdidas se requiere tener conocimiento de las características de diseño o estructurales relacionadas a las pérdidas por evaporación de los tanques de techo fijo. Los tanques de techo fijo son recipientes que tienen una pared cilíndrica y un techo fijo. Además, de la pared y el techo se incluyen las características de construcción, como: los accesorios del techo penetran la superficie y tienen funciones operacionales; la pared y el techo aislados en tanques almacenan producto en condiciones de calentamiento; y el tipo y condiciones de la superficie de la pared y el techo (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

### 2.3.3.1 Accesorios del Techo

Los accesorios que penetran el techo del tanque para permitir funciones operacionales y son fuentes potenciales de pérdidas por evaporación, estos representan una vía de escape para las pérdidas permanentes y por trabajo. Otros accesorios que no penetran los techos fijos o paredes del tanque no representan fuentes potenciales de pérdidas por evaporación.

La contribución de pérdidas por evaporación de los accesorios de techos sellados correctamente son despreciables en comparación a las pérdidas por trabajo y permanentes que salen del tanque a través de los respiraderos. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

- **Válvulas de techo:** las válvulas de presión y vacío (VPV) son soportadas sobre el techo del tanque para proveer suficiente capacidad de venteo y proteger al tanque del presiones o vacíos mayores que los de diseño del tanque. Cuando ocurre una presurización en el espacio de los vapores en el tanque y excede la presión de alivio, la VPV se abre para liberar los vapores del tanque hasta que la presión se reduce por debajo de la presión de alivio. Cuando ocurre un vacío dentro del espacio de vapor del tanque que excede el punto de alivio de vacío, la VPV se abre para permitir entrar aire dentro del tanque hasta que el vacío se reduce por debajo del punto de alivio. La VPV en los tanques atmosféricos de techo fijo es usualmente de 0,75 pulg de H<sub>2</sub>O o aproximadamente 0,5 oz/pulg<sup>2</sup>. El requerimiento de la capacidad de presión o vacío de venteo normal debe ajustarse a la respiración y movimiento del producto sin exceder la presión o vacío de diseño del tanque. Los respiraderos abiertos tipo hongo o cuello de ganso algunas veces son utilizados en los tanques de techo fijo para almacena líquidos de baja volatilidad.

- **Boca de aforo/Toma muestras:** boca de aforo/toma muestras proporciona un acceso para la medición manual del nivel de líquido en el tanque y para tomar muestras del contenido del mismo. Consiste básicamente en un tubo atravesando el techo del tanque equipado con una tapa con auto sello. La boca de aforo/toma muestras se encuentra localizado en la plataforma del aforador, la cual se encuentra en la parte superior del tanque. Algunas pérdidas de vapor pueden ocurrir durante el aforo y operaciones de muestreo, tiempo durante el cual la tapa se encuentra abierta. Estas pérdidas pueden ser minimizadas al reducir el tiempo durante el cual la tapa se mantiene abierta.
- **Flotador de medición:** los flotadores son usados para indicar el nivel del líquido en el tanque, consiste en un flotador que descansa en la superficie del líquido y está conectado a un indicador de nivel soportado en la pared del lado externo del tanque por un cable que pasa a través de un sistema guía. Este cable pasa a través del techo del tanque en un conducto sellado.
- **Entrada hombre en el techo:** permite el acceso en el interior del tanque para inspección o mantenimiento. Consiste en una abertura circular en el techo del tanque con un cuello vertical soldado al techo y una cubierta removible. La abertura es diseñada para permitir el paso del personal y materiales.

### 2.3.3.2 Aislamiento

Algunos productos deben ser almacenados en condiciones de calentamiento o enfriamiento para permitir las apropiadas operaciones. Algunos tanques pueden requerir paredes y techos aislantes, dependiendo del clima local, las propiedades del producto y la temperatura de almacenamiento.

El aislamiento puede reducir las pérdidas permanentes por la reducción de la transferencia de calor hacia el tanque. El recibir producto caliente no elimina las pérdidas permanentes, pero aislar el tanque a pesar de que el líquido es calentado

reduce las pérdidas permanentes. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

### 2.3.3.3 Superficies Exteriores del Tanque

Pintar la pared y el techo del tanque reduce las pérdidas por evaporación y preservar el tanque. Superficies reflectantes como las de aluminio o superficies pintadas de blanco, proporcionan bajas temperaturas en el metal y por lo tanto menor calentamiento dentro del tanque, reduciendo las pérdidas permanentes. El mantenimiento y la inspección de la pintura del tanque preservan la superficie reflectante y reduce la corrosión en el mismo. Los techos de domo de aluminio sin pintar proporcionan una superficie altamente reflectante evitando el mantenimiento requerido para la pintura. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Ciclo de calentamiento diario:** es la variación de temperatura en el interior de los tanques de almacenamiento, causando un incremento de la temperatura de los vapores contenidos en los tanques durante el día y una disminución de la misma durante la noche; es decir, origina la expansión y contracción térmica de la mezcla aire-vapor de los tanques. (API MPSM Cap. 19.1, 2010).

**Crudo húmedo:** es aquel crudo que presenta un porcentaje de agua y sedimentos mayor a 1% o al establecido en las especificaciones comerciales de la segregación en cuestión. (CENTINELA, 1998).

**Estación de flujo:** instalación utilizada para recibir y medir la producción del crudo procedente de cada pozo, y separar y medir el gas natural en solución con la fase líquida. (CENTINELA, 1998).

**Merrey 16:** segregación comercial del crudo pesado o extrapesado producido por PDVSA EyP Morichal mezclado con diluyente, actualmente Mesa 30. (CENTINELA, 1998).

**Merma:** es una pérdida o reducción del volumen de crudo almacenado en tanques que provoca una fluctuación, es decir, la diferencia entre la cantidad del volumen medido inicialmente o en la entrada de un proceso de tratamiento y el volumen real que sale del mismo, lo cual conlleva a una pérdida; por efecto de las temperaturas de operación y/o ambiental. (CENTINELA, 1998).

**Patio de tanques:** instalación en la que existen tanques de almacenamiento para recibir y medir la producción diaria del crudo que es procesado de cada campo ya en especificaciones, proveniente de las estaciones principales; es la responsable de enviar la producción a los terminales de embarques para su disposición final. (CENTINELA, 1998).

**Presión de vapor REID (PVR):** es la presión de vapor a 100 °F (37,8 °C) de productos del petróleo y petróleos crudos con punto de ebullición inicial superior a los 32 °F (0 °C); se utiliza como una medida indirecta de la tasa de evaporación de solventes volátiles del petróleo. (COVENIN 875:2002).

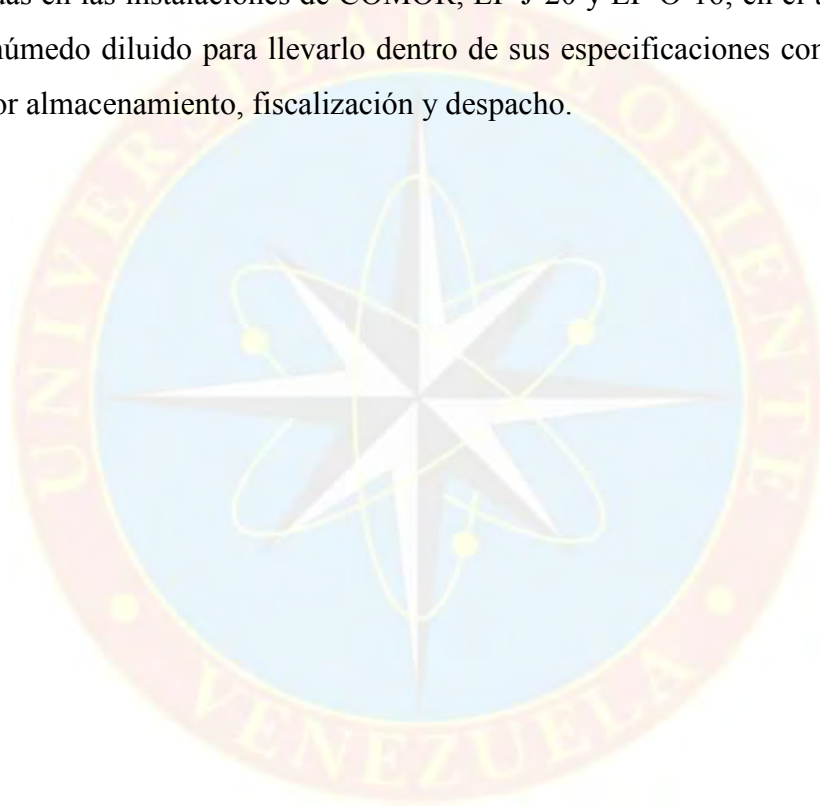
**Presión de vapor verdadera (TVP):** es la presión parcial del vapor a la temperatura de almacenamiento en la cual un líquido esta en equilibrio con su vapor. (COVENIN 875:2002).

**Punto de muestreo:** puntos ubicados en las líneas donde se toman muestras del fluido que pasa a través de estas. Identifica el sitio y el producto asociado a una toma de muestra de cualquier fluido. (CENTINELA, 1998).



**Segregación:** mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades, las cuales se hacen con fines comerciales aprobadas por el Ministerio de Energía y Petróleo. (CENTINELA, 1998).

**Sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo Merey 16:** para el área de extrapesado éste sistema compete a todas las actividades y operaciones realizadas en las instalaciones de COMOR, EF-J-20 y EF-O-16; en el tratamiento del crudo húmedo diluido para llevarlo dentro de sus especificaciones comerciales; y su posterior almacenamiento, fiscalización y despacho.



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

En el desarrollo de esta investigación se estudiaron las pérdidas de crudo diluido por evaporación en el sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo Merey 16, en el área de extrapesado; abordando un nivel de investigación descriptiva, debido a que no se limitó a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación del comportamiento del problema. Arias, F. (2006) afirma que la investigación descriptiva: “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (p. 24).

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

De acuerdo al marco o estrategia abordada para desarrollar el estudio propuesto, el diseño de esta investigación fue de campo. Considerando un diseño de campo a razón de la necesidad de realizar visitas a COMOR y las estaciones de flujo J-20 y O-16 para las tomas de muestras a analizar en cuatro (4) puntos de muestreo, y la evaluación de las condiciones de los tanques del primero; según Arias, F. (2006) una investigación de campo se basa: “en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna” (p. 31).

#### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

En el desarrollo de este estudio se consideró la totalidad de la población como las corrientes de crudo diluido producido en los bloques J-20 y O-16, las cuales pasan

por sus estaciones de flujo correspondientes y convergen en la entrada del Centro Operativo Morichal para su procesamiento y almacenamiento, obteniendo un crudo en las especificaciones comerciales del Merey 16; siendo el ámbito del análisis desde la entrada a las estaciones de flujo ya mencionadas hasta los tanques de almacenamiento a la salida de COMOR; considerándose la población objetivo igual a la muestra. Arias, F. (2006) demarca la a la población como “un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p. 81) y a la muestra como “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p. 83).

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

#### **3.4.1 Descripción de las Condiciones Técnico-Operacionales del Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16**

Para el desarrollo de esta etapa, inicialmente, se expusieron las características del crudo diluido correspondientes a las especificaciones comerciales del crudo Merey 16; en conjunto con parámetros operacionales generales en promedio para el 2011, de los diferentes trenes o módulos de COMOR y su sistema de almacenamiento.

Se realizaron pruebas de laboratorio, tomando muestras en diferentes puntos de COMOR, y en las estaciones J-20 y O-16; para determinar sus características y poder contrastarlas con las especificaciones requeridas, tales como: contenido de agua y sedimentos (%AyS), según ASTM D 4007-81 “Métodos de Prueba Estándar para Agua y Sedimentos en Petróleo Crudo por el Método de Centrifugación”; salinidad, según ASTM D 3230-89 “Método de Prueba Estándar para Sales en el Crudo” y ASTM D-512-94 “Métodos de Prueba Estándar para contenido de Cloruros en Agua”; gravedad API, según COVENIN 883:2002 “Determinación de la Gravedad

API, Método del Hidrómetro”; densidad, según COVENIN 3401:1998 “Determinación de la Densidad y la Densidad Relativa por Densimetría Digital”; entre otras.

En las estaciones de flujo se dispuso de sólo un punto de muestreo en cada una, en la línea de producción, previo a los calentadores generales para EF-O-16 y a los separadores de producción general para la EF-J-20, donde se integran las corrientes de los diferentes pozos y macollas de los bloques respectivos del área de extrapesado; la reubicación del punto de muestreo en EF-J-20 fue necesaria debido a la inadecuación operacional del punto de muestreo ubicado previo al calentador general de dicha estación. Mientras, en COMOR se dispuso de un punto de muestreo en una trampa de seccionadores situada en la entrada del complejo, antes de los tanques de cargas, línea por la cual fluyen las corrientes de las estaciones J-20 y O-16 ya mezcladas; y otro punto a la entrada de los másicos que contabilizan el crudo procesado para su almacenamiento en los tanques de almacén.

En cuanto al procedimiento seguido para las tomas de muestras, se comprimió el recipiente contenedor ejerciendo un vacío, posteriormente se llenaron y sellaron de inmediato, con el fin de disminuir la pérdidas de los componentes volátiles durante el muestreo. Consecutivamente se resguardaron las muestras a condiciones de laboratorio para estabilizarlas e iniciar la serie de pruebas planteadas.

### **3.4.2 Determinación de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16**

En el trayecto de esta etapa se calcularon las pérdidas por evaporación, tanto volumétrica como porcentual, del crudo diluido en el sistema de procesamiento y almacenamiento del Merey 16 del área de extrapesado, lo cual se logró mediante los tres siguientes métodos:

**Primero:** a las mismas muestras tomadas en COMOR, J-20 y O-16 para el desarrollo de la primera etapa; se les realizaron pruebas de calentamiento en el laboratorio, exponiendo a las mismas a un baño térmico a la temperatura de almacenamiento promedio actual (175 °F) durante el tiempo promedio (4 horas) en el cual se mantienen los tanques en condiciones estáticas, es decir, el tiempo de reposo entre el proceso de llenado y vaciado o viceversa, simulando las condiciones de almacenamiento.

**Segundo:** tales pérdidas por evaporación fueron calculadas mediante las ecuaciones establecidas por la Norma API MPMS 19 Evaporative Loss Measurement (Medición de Pérdidas por Evaporación); requiriendo la siguiente data: características de los tanques, condiciones de temperatura y presión, características del vapor, caudal asociado, movimientos operacionales, entre otros; información obtenida de informes, memorias descriptivas, la base de datos del CENTINELA y el Trend, entre otras fuentes; lo cual permitió conocer: la altura del espacio de vapor, factores de saturación del vapor venteado, factores de expansión del espacio de vapor, densidad del vapor, caudal neto, factores de movimientos, factores del producto, entre otros; conllevando a la obtención de las pérdidas totales. Tales cálculos se hicieron con la ayuda de una hoja de cálculo diseñada en este estudio. (Ver apéndices A y D).

**Tercero:** se implementó una herramienta diseñada por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (U. S. Environmental Protection Agency), un programa de estimación de emisiones denominado TANKS (Tanques), con el objeto de calcular las pérdidas por evaporación del crudo diluido. TANKS, versión 4.09D, es un programa informático que estima los compuestos orgánicos volátiles (COV) y peligrosos contaminantes del aire (HAP), las emisiones de los tanques de almacenamiento de techos fijos y flotantes. TANKS se basa en el procedimiento de estimación de emisiones del capítulo 7 de EPA – Recopilación de Factores de emisiones de contaminantes atmosféricos (AP – 42). Por lo tanto, fue necesario

actualizar las bases de datos meteorológicos y de químicos, propias del programa, con la información de las condiciones ambientales de Morichal y las características del crudo Merey 16 y sus vapores. Requiriendo el suministro de datos tales como: identificación y características físicas del tanque, selección del lugar, contenido del tanque y la distribución o volumetría mensual del mismo; para poder generar los reportes de pérdidas.

### **3.4.3 Diagnóstico de las Causas de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Proceso de COMOR**

Una vez determinadas las pérdidas por evaporación se procedió a establecer las causas que inducen a las mismas debido a las condiciones operacionales y mecánicas del proceso seguido en COMOR. A la vez que se estudiaron desviaciones en el proceso que pueden producir pérdidas adicionales y/o mediciones erróneas de la volumetría, del crudo diluido tratado.

### **3.4.4 Estimación del Impacto Económico de las Pérdidas por Evaporación del Crudo Diluido en el Proceso de COMOR**

En la etapa final del estudio se estimaron las pérdidas económicas que sufre la empresa anualmente a razón de la volumetría del crudo diluido evaporado en los tanques de almacenamiento de COMOR. Conociendo la tasa de procesamiento, la capacidad de evaporación del crudo, entre otras características, se puede obtener cuánto crudo ha mermado del sistema durante cierto período, lo cual permitió conocer el ganancial que ha dejado de ser percibido por la compañía en base al precio del barril del crudo en el mercado internacional. En el mismo orden de ideas, se propuso la implementación de aquellos mecanismos capaces de minimizar las pérdidas por evaporación, previamente verificada su rentabilidad. (Ver apéndice E).

## **3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

### **3.5.1 Técnicas**

La recolección de la información necesaria para el desarrollo de esta investigación, propuesta por la Gerencia de Coordinación Operacional, se realizó mediante la aplicación de las siguientes técnicas:

#### **3.5.1.1 Recopilación Bibliográfica**

Se realizó una amplia revisión bibliográfica con el fin de recopilar la información necesaria que sirvió de base para sustentar el marco teórico de la investigación, y de carácter técnico referida a los aspectos del proyecto. Por lo tanto, se hizo imprescindible el uso de informes técnicos, manuales operativos, memorias descriptivas, trabajos de grado, publicaciones de trabajos científicos, normas internacionales, internet, intranet PDVSA, entre otros.

#### **3.5.1.2 Entrevista No Estructurada o Informal**

Se fundamentó en diálogos establecidos con los operadores e ingenieros que laboran en las diferentes gerencias del distrito, a los cuales les compete el área estudiada, con el propósito de obtener el conocimiento enmarcado en los objetivos establecidos y el desarrollo óptimo de la investigación.

#### **3.5.1.3 Observación Simple o No Participante**

Tal técnica se aplicó durante las diferentes visitas y recorridos por las instalaciones de las estaciones de flujo O-16 y J-20, y el Centro Operativo Morichal, para la evaluación y muestro de las mismas; por lo tanto, la observación fue de

manera neutral, sin intervenir en el medio o realidad en la que se realizó el estudio.

### **3.5.2 Instrumentos**

Dentro de los instrumentos utilizados para la recolección de la información destacan los siguientes: libreta de notas, computadoras, impresoras, pendriver, cámara fotográfica, CD, entre otros. En cuanto a los equipos e instrumentos a utilizar a nivel del laboratorio se encuentran los siguientes: analizador de sal en crudo (conductímetro), balanza analítica, baño de aceite termostatzado, centrífuga, cronómetro, densímetro digital, balones aforados con tapa (100 ml), beakers o vasos de precipitados (80, 100, 600 y 1000 ml), bureta de vidrio ámbar (semiautomática de 25 ml), cilindros graduados o probetas (100, 500 y 1000 ml), hidrómetros para crudo (graduados en décimas API de 9 a 21 °API), pipetas graduadas y aforadas (10 ml), propipeta, tubos de centrífuga (100 ml), erlenmeyers (125 ml), gotero, gradilla, papel filtro N° 1, entre otros.

## **3.6 RECURSOS**

### **3.6.1 Recursos Financieros**

El financiamiento del trabajo de grado realizado fue cubierto por la Gerencia de Coordinación Operacional de la empresa Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima, Exploración y Producción (PDVSA EyP), División Faja de Oriente – Distrito Morichal.

### **3.6.2 Recursos Humanos**

Se dispuso del apoyo del personal profesional que labora en la empresa PDVSA EyP Distrito Morichal, tales como ingenieros de petróleo, ingenieros mecánicos e



ingenieros de producción, incluyendo un asesor industrial. En el mismo orden, se contó con la asesoría académica de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas, para la realización y supervisión del proyecto desde el punto de vista metodológico.

### 3.6.3 Recursos Materiales y Técnicos

La empresa PDVSA EyP Distrito Morichal proporcionó todo el material bibliográfico, equipo técnico y electrónico, programas y aplicaciones disponibles, para la realización del trabajo de grado; entre los cuales se pueden mencionar: computadoras, impresoras, fotocopadoras, programas convencionales y/o de oficina, informes técnicos, papel, entre otros; así como de herramientas de aplicación e información como: CENTINELA, AICO (Query Builder), internet, intranet, entre otros.

- **CENTINELA “Centro de Información del Negocio Petrolero”:** es el sistema que 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. (CENTINELA, 1998).
- **Módulo AICO “Ambiente Integrado de Consultas Operacionales” (Query Builder):** es una herramienta que permite revisar de manera rápida y eficiente la información específica de operaciones, contenida en la base de datos CENTINELA; en AICO, Módulo OLEO se puede visualizar: infraestructura, tanques, segregación, tipo de crudo, corte de agua, fecha, entre otros. En general, Oracle Query Builder es una herramienta de acceso a datos, fácil de usar; diseñada por analistas, gerentes y otros profesionales de negocio;

proporciona un medio lógico e intuitivo capaz de acceder a la información de bases de datos de una organización para su análisis y presentación de informes.

- **Módulo OLEO:** 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 respuesta 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. (CENTINELA, 1998).
- **Programas ActiveFactory:** ayuda a organizar, explorar, analizar, presentar y difundir los datos de procesos en una amplia variedad de formatos. Es un servidor web y un conjunto completo de funciones de las aplicaciones cliente para maximizar el valor de los datos en el histórico del servidor industrial.
- **ActiveFactory Trend:** es una aplicación cliente que permite consultar las etiquetas de la base de datos de un servidor industrial y mostrarlas en forma de gráficas, una vez que se hayan añadido las etiquetas a un Trend (tendencia); se pueden manipular los datos en un gráfico de tendencias en una variedad de maneras, incluyendo paneo, zoom y el escalamiento.
- **Programas de oficina:** se utilizaron las aplicaciones más versátiles de Microsoft Office, como: Word, Excel y PowerPoint.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES TÉCNICO-OPERACIONALES DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO MEREY 16**

El sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo Merey 16 del área de extrapesado del Distrito Morichal engloba las operaciones de: tratamiento primario de separación gas-líquido y cuantificación de cada uno de los fluidos producidos en las estaciones de flujo EF-J-20 y EF-O-16; tratamiento secundario o principal de deshidratación-desalación en el Centro Operativo Morichal (COMOR), para el procesamiento del crudo húmedo diluido (cuyos parámetros operacionales se reflejan en las tablas B.1, B.2 y B.3; apéndice B), con el objetivo de obtener un crudo bajo las especificaciones comerciales de la segregación Merey 16 a la salida del proceso: con una gravedad API entre 15,5° y 16°, con menos de 1% de agua y sedimentos y menos de 30 PTB de sal (ver tabla B.4, apéndice B); y finalmente la contabilización mediante másticos, acumulación en tanques y fiscalización, en el almacenamiento del crudo diluido.

##### **4.1.1 Características Generales del Crudo Húmedo Diluido en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Crudo Merey 16**

Según el seguimiento realizado de las características del crudo procesado en el área de extrapesado del Distrito Morichal, mediante pruebas de laboratorio (ver tabla B.5, apéndice B), se pudo verificar que las propiedades del mismo son mantenidas dentro del rango operacional establecido para su tratamiento desde la entrada a las estaciones de flujo hasta los tanques de almacenamiento de COMOR; no obstante, se

registraron valores puntuales en los cuales se desviaban de las especificaciones y fueron corregidos de inmediato.

Como se muestra en la tabla 4.1, en la determinación del porcentaje de agua y sedimentos para las estaciones de flujo se obtuvieron valores próximos a los que son manejados generalmente en las mismas: 12,0% para la EF-O-16 y 8,0% para la EF-J-20, a razón del agua producida por los bloques asociados a tales estaciones. En cuanto a la gravedad API del crudo húmedo se obtuvieron valores alrededor de los 15,0°, siendo admisible debido que al corregirlos por el contenido de agua y sedimentos se estima una gravedad API de crudo seco próxima a los 16,0°. A la vez, se pudo detectar una tendencia de dilución por encima de la especificación en EF-O-16, adjudicado al corte de agua superior en relación a la EF-J-20, es decir, el porcentaje de agua y sedimentos asociado a la producción recibida en O-16 incrementa considerablemente la gravedad específica aparente del petróleo, conllevando a la dilución excesiva del mismo. Otra característica evaluada en el sistema fue la salinidad, para las estaciones de flujo se registró un elevado valor de esta propiedad, alrededor de las 600 Mlb/bl y mayor a los 20.000 ppm de NaCl, siendo típico del fluido producido.

**Tabla 4.1 Propiedades del crudo en el sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado**

Puntos de Muestreo	°API Crudo Húmedo	% AyS	°API Crudo Seco	Sal, PTB	Cloruro, ppm NaCl
O-16	15,47	12,09	16,57	609,05	20157,48
J-20	15,20	8,78	15,94	546,75	23754,84
COMOR: Trampa	15,21	9,24	16,00	630,68	22493,90
COMOR: Másicos	15,72	0,98	15,75	22,06	N/A

Las líneas del crudo húmedo diluido bombeado por las estaciones en cuestión

se intersectan en su trayectoria hacia el Centro Operativo Morichal, mezclando sus corrientes en una sola línea, conectada a una trampa de seccionadores en la entrada a la planta; en dicho punto se realizó un muestreo evaluando las mismas características discutidas anteriormente, obteniéndose valores promedio a los de la salida de cada estación, proporcionales a las tasas de fluidos aportadas por las mismas como se visualiza en la tabla 4.1, manteniéndose dentro del rango operacional en todo momento.

En la salida de módulos operacionales se exige un producto de calidad bajo las especificaciones del Merey 16, para ser almacenado en los tanques, por lo cual se efectuó el seguimiento de las características del mismo al nivel de los medidores másicos ubicados antes del ingreso del fluido tratado a los tanques. El porcentaje de agua y sedimentos promedio fue de 0,95%, proyectando una deshidratación dentro de los parámetros requeridos, pero muy cercano al porcentaje máximo permitido; el análisis continuo del crudo procesado demostró la tendencia a obtener porcentajes de agua en el límite permitido de 1% y en ocasiones a superar el mismo; esto último conlleva al ajuste de parámetros operacionales de forma inmediata para restaurar la salida del sistema. La gravedad API promedio fue de 15,73°, estando dentro del rango establecido y perdurando su comportamiento entre las especificaciones de calidad de la segregación; es necesario destacar que dicha variable prácticamente no se ve afectada por el porcentaje de agua y sedimentos debido a su contenido mínimo.

Para la salida de los módulos de COMOR, la salinidad promedio de 22,72 Mlb/bl se encuentra dentro de las características de la especificación, por debajo de 30 Mlb/bl, manteniéndose en el tiempo. No obstante, tal condición es crítica para el proceso en general, debido a que el crudo diluido almacenado es mezclado en la salida de COMOR por bombas de refuerzo “Gould” hacia la estación de bombeo (MOR-ERO), con el crudo diluido tratado proveniente de la Estación Principal Temblador (EPT-1) en el área de pesados; este último producto con un rango más

amplio en sus especificaciones como: menos de 1,2% de agua y sedimentos y menos de 80,0 Mlb/bl de sal, requiriendo en COMOR un crudo para almacenamiento con una salinidad inferior a 20 Mlb/bl.

## **4.2 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL CRUDO MEREY 16**

### **4.2.1 Resultados de las Pruebas de Calentamiento**

La tabla 4.2 refleja los resultados de las pruebas de calentamiento realizadas a las muestras de crudo tomadas a lo largo del sistema de procesamiento y almacenamiento, obteniéndose mermas considerables, mayores a 1,5 %. Dichas mermas del volumen bruto fueron disminuyendo a medida que la muestra analizada había recibido un tratamiento más completo; desde la entrada en las estaciones de flujo hasta la salida de la planta de tratamiento del área de extrapesado.

**Tabla 4.2 Mermas de crudo húmedo diluido en el sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado**

<b>Puntos de muestreo</b>	<b>Mermas % Vol/Vol</b>
<b>O-16</b>	4,146
<b>J-20</b>	1,916
<b>COMOR: Trampa</b>	1,812
<b>COMOR: Másicos</b>	1,759

En el caso de las muestras tomadas en la alimentación de las estaciones de flujo J-20 y O-16, se obtuvieron las mayores mermas del sistema con 1,916 y 4,146 %V/V, respectivamente; justificables a razón de que las muestras fueron tomadas en la

entrada de las estaciones junto con el gas asociado y selladas de inmediato. Debido a problemas de pérdida de componentes del crudo con el toma muestras de la EF-J-20, durante el muestreo, tales muestras no se consideran representativas para el cálculo de las mermas; por lo tanto, el 4,146% representa las pérdidas del gas en solución y de los componentes líquidos más livianos y volátiles, por efecto de altas temperaturas (175 °F), 50 °F aproximadamente mayor a la temperatura a la que debería ser calentado a nivel de las estaciones.

Como se puede notar en la tabla 4.2, el valor obtenido para el muestreo en J-20 no se tomó en cuenta para la merma en las estaciones, debido a condiciones técnicas diferentes a las preestablecidas en la metodología de esta investigación, donde dicho muestreo se tuvo que realizar a la salida del calentador general en lugar de la entrada del mismo, dado que el punto de muestreo inicial era inadecuado al estar ubicado en la parte superior de la línea, tener una tubería larga y presentar una alta corriente de gas, lo que impidió el ascenso del crudo a través del toma muestras; además, el toma muestras utilizado permitió el calentamiento del crudo en el calentador general (CG-1) y presentó bacheo durante el muestreo; todo ello provocó la pérdida de una cantidad considerable de componentes antes de sellar la muestra, los cuales se pretendían considerar durante las pruebas.

En cuanto a las muestras de las instalaciones del Centro Operativo Morichal, se tienen aquellas tomadas en la trampa como alimentación del centro operativo y salida de las estaciones, para las cuales se obtuvieron una merma mucho menor en relación a las conseguidas en las estaciones de flujo, producto de la separación gas-líquido durante el tratamiento y recorrido previo; y las muestras tomadas en los másicos como la salida de proceso, donde se obtuvo la menor merma en el sistema abordado, pero igualmente significativa, con 1,759 %V/V de merma del crudo diluido, la cual incluye: mermas aparentes, evaporación del crudo diluido, el efecto de un diferencial de temperatura mayor al real, tiempo de reposo ideal, entre otros factores.

Las pruebas de calentamiento realizadas a nivel de laboratorio permitieron dilucidar la capacidad de evaporación del crudo húmedo diluido y pérdidas de componentes livianos a lo largo del sistema de procesamiento y almacenamiento; con mermas de 4,146% desde las estaciones de flujo, disminuyendo hasta 1,759% en el almacenaje del crudo Merey 16.

#### 4.2.2 Resultados de la Norma API 19.1

La norma API MPMS Cap. 19.1 brinda un conocimiento aproximado en cuanto a la estimación de las pérdidas por evaporación en los tanques atmosféricos de techo fijo; la cual se aplicó en la determinación de las pérdidas de crudo Merey 16 en cada uno de los tanques de almacenamiento de COMOR, mediante el desarrollo de unas hojas de cálculo anexas en el apéndice D, cuyos resultados se resumen en la tabla 4.3 a continuación. (Ver tabla B.28, apéndice B).

**Tabla 4.3 Pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento del área de extrapesado, según la norma API 19.1**

Tanque de almacenamiento	Pérdidas por evaporación % Vol/Vol
TK-501	0,049
TK-502	0,051
TK-801	0,037
TK-802	0,046
TK-803	0,049
TK-804	0,048
Sistema total	0,045

Los porcentajes de las pérdidas por evaporación mostrados en la tabla 4.3 fueron calculados en base al producto recibido por cada uno de los tanques, es decir, considerando cada uno de ellos como un sistema independiente. Al comparar tanques con volumetrías similares, el TK-55001 con el TK-55002, y el TK-80001 con los TK-



80002/80003/80004; se observa que los que reciben mayor cantidad de crudo, tienen un mayor grado de actividad y/o número de movimientos (ver tabla B.27, apéndice B) presentan una menor merma en relación al caudal que maneja; dado que un nivel alto en la columna de líquido mientras el tanque está en reposo, proporciona un menor espacio para los vapores, el cual se satura hasta establecer un equilibrio en la concentración de estos con la superficie del líquido mediante una evaporación continua del crudo, dadas las condiciones; es por ello que los tanques con menos movimientos poseen un mayor tiempo de reposo, posibilitando que la mezcla de vapores contenida en el espacio de vapores alcance un mayor grado de saturación incrementando las pérdidas por evaporación; comportamiento seguido por todos los tanques de almacenamiento.

Mediante la aplicación de la norma API MPMS Cap. 19.1 se pudo estimar una pérdida por evaporación total del crudo diluido (Merey 16) de 0,045 % en el sistema de almacenamiento de COMOR.

#### **4.2.3 Resultados del Programa TANKS, Versión 4.0.9D**

Otro método empleado para la estimación de las pérdidas de crudo diluido por evaporación fue el uso del programa TANKS (versión 4.0.9d), el cual permite estimación de emisiones, cuyos resultados generales se muestran en la tabla 4.4. (Ver tabla B.29, apéndice B).

Debido a que TANKS fue desarrollado en base a las normas y/o boletines API 2517/2518/2519, entre otras consideraciones de la Agencia de Protección Ambiental (U.S. EPA), se obtuvieron resultados bastante próximos a los discutidos anteriormente en la aplicación de la norma API 19.1.

**Tabla 4.4 Pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento del área de extrapesado, según TANKS**

Tanque de almacenamiento	Pérdidas por evaporación % Vol/Vol
TK-501	0,056
TK-502	0,057
TK-801	0,041
TK-802	0,050
TK-803	0,053
TK-804	0,053
Sistema total	0,050

Como se muestra en la tabla 4.4, ésta refleja el porcentaje de las pérdidas por evaporación del crudo diluido almacenado en cada uno de los tanques de almacenamiento del Centro Operativo Morichal, considerando a los mismos de forma individual. En la evaluación de las pérdidas por evaporación se espera que aquellos tanques que presentan un menor recibo o número de movimientos tengan más pérdidas, debido a la tendencia de un mayor tiempo en reposo, lo que incrementa la saturación de crudo en la mezcla aire-vapor que escapa de los tanques; comportamiento exhibido en el sistema de almacenamiento de COMOR por el TK-55001 en relación al TK-55002 y el TK-80001 con respecto a los TK-80002/80003/80004, mediante la aplicación del programa TANKS; estimando una pérdida de crudo diluido por evaporación de 0,050 % en todo el sistema de almacenamiento.

#### **4.2.4 Selección del Método Óptimo para Estimar las Pérdidas por Evaporación de Crudo Merey 16 en el Sistema de Almacenamiento de COMOR**

Al contrastar los diferentes métodos empleados en la estimación de las pérdidas

por evaporación de crudo diluido en el sistema de almacenamiento de crudo Merey 16 en COMOR, se determinó que las pérdidas obtenidas mediante las pruebas de laboratorio, corregidas a través de una ecuación de balance de masa (ver ecuación A.42, apéndice A), son las más consistentes.

**Tabla 4.5 Pérdidas por evaporación del crudo Merey 16 por cada método aplicado**

Método	Pérdidas por evaporación	
	% Vol/Vol	Error, %
Laboratorio	0,934	3,20
Norma API 19.1	0,045	95,03
Programa TANKS	0,050	94,48
Campo	0,905	0,00

Las pruebas de calentamiento realizadas a nivel de laboratorio con el fin de simular las condiciones de almacenamiento, permitieron la estimación de la merma del crudo diluido, como fue explicado anteriormente; pero para lograr determinar la pérdida por evaporación en el sistema de almacenamiento fue necesario la corrección del valor calculado inicialmente y tratar de considerar algunas variables no controladas durante la realización de las pruebas (ver ecuación A.43, apéndice A), debido a que tales pruebas no están normalizadas y fueron propuestas en esta investigación para lograr uno de sus objetivos. En el balance desarrollado fueron incluidos parámetros tales como: un factor de evaporación del agua y un factor de saturación del vapor contenido en el espacio de vapores del recipiente en cuestión; que permitieron determinar las pérdidas por evaporación del crudo Merey 16 en 0,934 %V/V, con una desviación de 3,20%, observado en la tabla 4.5; porcentaje totalmente aceptable al considerar el valor referencial estimado en campo de 0,905%, equivalente a 2.000 Bls/día. Cabe destacar, que el valor de campo fue obtenido como la diferencia entre el valor registrado por los medidores másicos y las mediciones del

nivel de los tanques por aforo; a cuyos valores se les asocian incertidumbres producto de la calibración de los medidores y su rango de precisión, errores en el aforo (el instrumento y certificación del mismo, el operador, el oleaje dentro del tanque, entre otros), pérdidas aparentes y las pérdidas por evaporación que ocurren después del aforo, entre otros.

Al comparar el porcentaje de pérdida estimado en campo con los obtenidos a partir de la norma API 19.1 y el programa TANKS, se evidencia que estos son los que menos se adaptan a la realidad del sistema estudiado, como se observa en la tabla 4.5. Ello se debe al impacto de ciertas variables en ecuaciones involucradas en el cálculo y su inadecuación o imprecisión en tanques que almacenan productos a elevadas temperaturas, como los de COMOR.

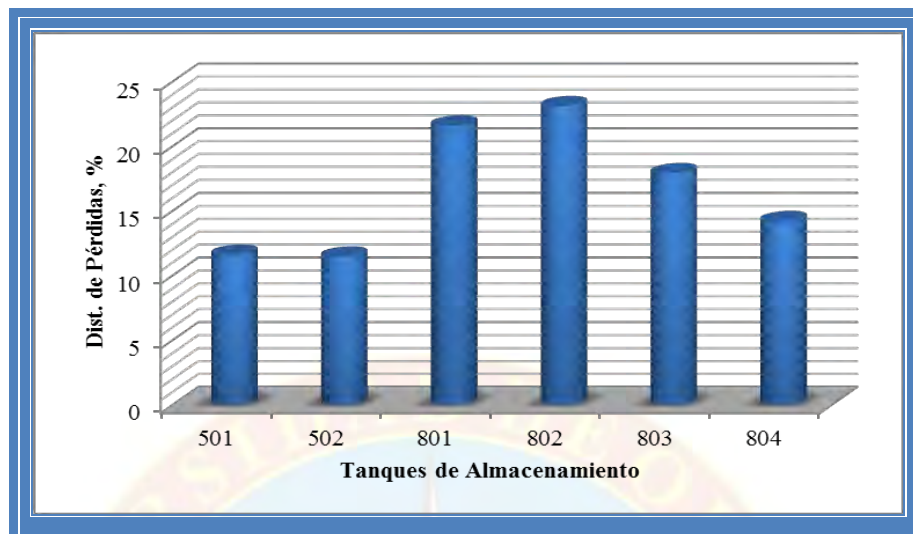
Entre los parámetros de la norma y el programa que presentan incertidumbre en el cálculo de las pérdidas por evaporación se tiene que: en la ecuación A.13 la temperatura ambiente promedio presenta una ponderación significativa de 0,44 mientras que la del líquido es 0,56; proporcionándole una disminución en la temperatura promedio de la superficie del líquido y el resto de variables donde ésta esté involucrada, en donde a nivel de campo se visualizó un diferencial de temperatura del líquido oscilando en 10 °F; adicionalmente, considera prácticamente despreciable la absorción solar del tanque y la insolación total, cuyos parámetros son muy relevantes en la zona intertropical.

En la ecuación A.12 se detectó una incoherencia al ubicar la presión de vapor verdadera a la temperatura promedio de la superficie del líquido en el denominador de la misma; tal aseveración se hace en base a que los líquidos con alta presión de vapor tienden a desprender gran cantidad de componentes mediante su evaporación lo cual permitiría una saturación considerable del espacio de cualquier recipiente donde estén contenidos.

De igual forma que en la ecuación A.13, a la ecuación A.23 se le otorga una ponderación significativa a la temperatura ambiente promedio, en este caso, mucho mayor, con 0,8 mientras que a la temperatura del líquido sólo 0,2; lo cual es muy perjudicial en el cálculo de la temperatura del vapor y el resto de variables donde éste está involucrada, para fluidos calientes.

Adicionalmente, es necesario destacar la inexistencia de la gravedad API en la serie de ecuaciones presentes en la norma API 19.1 y el programa TANKS, parámetro fundamental a incluir para mejorar la precisión de las estimaciones correspondientes. A través de lo planteado anteriormente se justifica que los valores de 0,045% y 0,050% V/V subestiman seriamente las pérdidas por evaporación, con 95,03% y 94,48% de error, respectivamente, considerando al valor obtenido experimentalmente como aquel que mejor describe la realidad del sistema abordado; resaltando que el producto almacenado ingresa a los tanques con una alta temperatura, superior a 180 °F, y estabiliza alrededor de 175 °F al ser bombeado.

Al lograr establecer la pérdida total porcentual en el sistema de almacenamiento, se estimó la misma en barriles diarios para cada uno de los tanques (ver tabla B.30, apéndice B), en base a la distribución porcentual obtenida en la aplicación de la norma API 19.1 y programa TANKS. A partir de los cuales se ejemplifica la proporción y/o impacto que tiene cada tanque en las pérdidas sobre el sistema, tal como se visualiza en el gráfico 4.1; según las dimensiones, los recibos y las condiciones de los mismos; para finalmente totalizar las pérdidas por evaporación en 2.064 BPD.



**Gráfico 4.1 Distribución porcentual de pérdidas por evaporación en el sistema de almacenamiento de COMOR**

### **4.3 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL PROCESO DE COMOR**

Un estudio tanto del sistema de procesamiento como del sistema de almacenamiento, las condiciones mecánicas y operacionales, permitió detectar la influencia de los diferentes mecanismos de pérdidas por evaporación del crudo diluido, además de otros mecanismos externos intervinientes, en la obtención del 0,934 %V/V en pérdida.

#### **4.3.1 Temperatura del Líquido y la Superficie del Mismo**

Este factor es el principal causante de las pérdidas por evaporación y el incremento de las mismas mediante otros mecanismos en los tanques para el sistema estudiado; ello debido a las altas temperaturas (superiores a 250 °F) a las que es sometido el crudo durante su procesamiento, como se ha explicado anteriormente, y la ineficiencia del proceso y/o instalaciones para disminuir las mismas a condiciones

estables u óptimas para el almacenamiento del Merey 16.

#### **4.3.2 Temperatura del Espacio de Vapores**

Un incremento considerable de la temperatura en esta zona entre 150-200 °F incurre en grandes pérdidas, dado que altas temperaturas en el espacio de vapores hace que la mezcla aire-vapor se expanda e incremente la presión de vapor; además, de afectar la temperatura de la superficie del líquido, lo que aumenta la saturación de la mezcla venteada. Debido a los constantes recibos de producto caliente en los tanques de COMOR se puede confirmar una evaporación continua y un alto grado de saturación en los vapores expulsados. Temperaturas bajas en el espacio de vapores, durante la noche como parte del ciclo de calentamiento diario, conllevaría al enfriamiento de la mezcla haciendo que se contraiga, permitiendo el ingreso de aire fresco al tanque y una evaporación adicional al tratar de saturar al mismo; pero este evento es cuestionable en el sistema de almacenamiento de COMOR, a razón del predominio de la expansión de los vapores producto de la temperatura del crudo recibido, siendo más probable en aquellos tanques con un largo período sin movimientos y la temperatura del crudo haya logrado igualar la temperatura ambiental, es decir, la temperatura del líquido y la superficie del mismo proporcionan un calentamiento del espacio de vapores, tal que imposibilita el enfriamiento durante la noche.

#### **4.3.3 Insolación e Intercambio de Calor**

Durante el día los tanques están expuestos a la insolación del ambiente y al intercambio de calor por convección con el aire, en su ciclo de calentamiento diario, promoviendo el cambio de temperatura de las superficies de los tanques y el intercambio de calor de las mismas con los diferentes productos almacenados. Siendo de principal interés las superficies internas (pared, techo y líquido) con que la mezcla

de vapores intercambia calor; para los tanques de almacenamiento de COMOR se encuentra en este efecto, predominando la transferencia de calor con la superficie del líquido sobre las otras superficies, y la temperatura del líquido sobre la temperatura ambiente promedio en el calentamiento de las superficies del tanque. Todo ello origina movimientos convectivos de la mezcla de vapores de hidrocarburo con aire en el interior de los tanques.

#### **4.3.4. Saturación del Vapor Venteado**

Éste es uno de los factores que regula la cantidad de vapores perdidos en el sistema por la evaporación de los componentes más livianos y volátiles del crudo diluido, observado a nivel de campo. El alto grado de saturación del vapor venteado es causado por la influencia de los mecanismos de pérdida discutidos anteriormente, el tipo crudo y el tiempo de reposo entre los cambios de tanques, aumentando la tasa de transferencia de masa de vapor desde la superficie del líquido, ascendiendo por el tanque hasta fugarse por las aberturas del mismo hacia la atmósfera.

#### **4.3.5 Llenado**

Con el aumento del nivel de líquidos en los tanques se obtiene la expulsión de un volumen de gases equivalente al de líquido que ingresa a los mismos, o relativamente mayor, producto de la expansión de los vapores por efecto de los mecanismos correspondientes, con concentraciones variables. Otro factor adicional que afecta notablemente las pérdidas durante el llenado de los tanques en COMOR es la doble entrada de fluidos, una por la parte superior y otra por la inferior; siendo la entrada superior la causante de las pérdidas en demasía durante el llenado por el fenómeno de agitación. El líquido caliente, proveniente del proceso, al ingresar por la parte superior del tanque provoca la agitación de los fluidos almacenados en el interior del mismo y mayores pérdidas por evaporación, al elevar la saturación y/o



concentración de la mezcla de vapores; ya sea, por la corriente que cae al tanque atravesando el espacio de vapores y humedece a éste, o por el incremento de temperatura de la superficie del líquido que incurre en la evaporación de más compuestos y una mayor presión de vapor.

#### **4.3.6 Vaciado**

Con la disminución del nivel de líquidos en los tanques durante el bombeo de los mismos se produce una reducción en la presión de los vapores o un vacío en el interior de estos, permitiendo el acceso de aire fresco a su interior, acarreado pérdidas adicionales para saturar al aire. Dos factores que ayudan a minimizar las pérdidas de este mecanismo serían la tasa de saturación y la expansión de los gases existentes, los cuales pueden disminuir el aire que ingresa a los tanques.

#### **4.3.7 Pérdida Instantánea**

Otro mecanismo que causa la pérdida de una gran cantidad de compuestos fue denominado para esta investigación como pérdida instantánea; la cual ocurre inmediatamente cuando la corriente de fluidos ingresa al tanque con una temperatura suficientemente alta, mayor a la de ebullición de varios componentes del crudo diluido (Merey 16), pasando directamente a formar parte de la mezcla de vapores y eventualmente escapando hacia el ambiente.

#### **4.3.8 Accesorios del Techo**

La mayoría de los accesorios que permiten facilidades en las maniobras operacionales representan vías de escape de los gases contenidos en el interior del tanque, al comunicar al mismo con el exterior. En el sistema de almacenamiento los respiraderos (tipo hongo), la boca de aforo/toma muestras y la entrada hombre del

techo, son los accesorios que presentan las mayores pérdidas; en el caso de los respiraderos, estos permiten la comunicación permanente de los fluidos en el interior del tanque con el exterior; mientras que la boca de aforo/toma muestras y la entrada hombre sólo debiesen proporcionar pérdidas en cortos períodos de tiempo durante actividades operacionales, no obstante, en COMOR representan fuentes de emisión de gases equivalentes e inclusive mayores a la de los respiraderos, debido al dejar tales accesorios abiertos en tiempos prolongados (durante días) o la inexistencia de sus tapas. (Ver figuras C.13, C.14 y C.15)

#### **4.3.9 Superficies Exteriores de los Tanques**

La calidad y mantenimiento tanto de la pintura como el material de la pared y el techo de los tanques minimizarían las pérdidas por evaporación del fluido y alargarían el funcionamiento óptimo de los mismos. Pero tales condiciones, así como el buen estado de los tanques son inexistentes; evidenciable en el mal estado de la pintura de los mismos, los cuales reflejan oxidación, y el deterioro generalizado en los techos de estos que poseen perforaciones y manchas de extensiones cuestionables, producto de la corrosión y la presión de vapor a los que son sometidos. Cabe destacar que la pintura base de los tanques de COMOR es negra, la cual tiene un alto valor de absorción (aproximadamente igual 1,0) induciendo mayores pérdidas por evaporación que otras superficies. (Ver figuras C.7 – C.12).

#### **4.3.10 Operatividad de los Módulos**

Dentro de los módulos se encuentran una serie de equipos y/o sistemas los cuales operan inadecuadamente; tales como una torre de enfriamiento fuera de servicio, conllevando a que la torre operativa maneje la corriente de ambos módulos A/B de forma ineficiente; falta de mantenimiento en el sistema de deshidratación-desalación u hornos fuera de servicio, lo cual requiere poner a trabajar el resto de los

hornos bajo condiciones críticas como solución operativa, sometiendo al crudo a temperaturas superiores a las tolerables en la filosofía operacional, entre otras condiciones menos resaltantes, que afectan directamente la temperatura del crudo procesado y provocan que sea almacenado en los tanques de COMOR a temperaturas superiores a los 175 °F, promoviendo las pérdidas por evaporación de forma indirecta.

#### **4.4 ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO DILUIDO EN EL PROCESO DE COMOR**

##### **4.4.1 Estimación del Impacto Económico de las Pérdidas por Evaporación**

**Tabla 4.6 Estimación de la pérdidas económicas durante el 2011.**

<b>Tasa de procesamiento anual, Bls/año</b>	80.648.710
<b>Pérdidas por evaporación porcentual, %</b>	0,934
<b>Tasa de pérdidas por evaporación, Bls/año</b>	753.259
<b>Precio del crudo Merey 16, \$/Bl</b>	72,3
<b>Pérdida económica, \$/año</b>	54.460.625,7
<b>Tasa cambiaria, Bs/\$</b>	4,3
<b>Pérdida económica, Bs/año</b>	<b>234.180.690,5</b>

Mediante la determinación de las pérdidas por evaporación del crudo diluido (Merey 16) procesado en COMOR, en 0,934 %V/V, se pudo establecer un aproximado del equivalente monetario perdido producto de la evaporación, como se puede observar en la tabla 4.6; considerando el precio del barril del petróleo venezolano y la tasa cambiaria en promedio durante el 2011, se estimó una pérdida económica de 234.180.690,5 Bs (\$ 54.460.625,7).

Tales cantidades representan una suma inconcebible tanto por el valor energético perdido como el financiero, los cuales pudieron haber sido útiles en un sinnúmero de proyectos del área petrolera así como las otras diversas áreas en las que se involucra la empresa, ya sean internas o externas.

#### **4.4.2 Mejoras Propuestas en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento en COMOR**

Con el fin de minimizar las pérdidas y aprovechar al máximo tan valioso recurso se propusieron una serie de escenarios mediante los cuales se pretenden remediar dichas circunstancias desfavorables, los cuales se muestran a continuación:

**Escenario 1:** como opción inmediata, se consideró reemplazar los respiraderos de los tanques atmosféricos de techo fijo de almacenamiento de crudo Merey 16, TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004 de COMOR, por válvulas de alivio de presión y vacío (VPV). El fin de dichas válvulas es preservar los vapores generados dentro del tanque en su interior para minimizar las pérdidas por evaporación y el venteo libre de dichos gases hacia la atmósfera; debido a que dichos tanques almacenan producto a una temperatura promedio de 175-180 °F, promoviendo la pérdida de livianos y volátiles del crudo. Por lo tanto, se requeriría la adaptación de un total de seis (6) VPV, más seis (6) arresta llamas como medida de seguridad. Este escenario quizás no disminuiría considerablemente las pérdidas por evaporación, pero permite aislar parcialmente los vapores con el ambiente; es necesario enfatizar que a través de operaciones y/o maniobras adecuadas en los tanques para este esquema, junto con el acrecentamiento de la producción y los continuos cambios de tanques que se han registrado últimamente, se mejoraría la eficiencia de las VPV. (Ver tabla E.1, apéndice E).

**Escenario 2:** una propuesta más ambiciosa es la inclusión de un techo flotante interno como parte de la estructura de los tanques atmosféricos de almacenamiento de crudo Merey 16, TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004. Estudios e investigaciones previas han demostrado que con el uso de cubiertas internas flotantes en tanques de techo fijo las mermas se reducirían un 96% en promedio. Generalmente, este tipo de proyectos son realizados por contratistas especializadas, por lo que se requeriría la instalación de todos los componentes o accesorios en los tanques y la realización de las pruebas de calidad necesarias. (Ver tabla E.2, apéndice E).

**Escenario 3:** un escenario un poco más elaborado contemplaría la instalación de una unidad de recuperación de vapores (REVAS) en el sistema de almacenamiento de crudo Merey 16 en COMOR, considerando la incapacidad de ajustar algunos parámetros operaciones con el fin de disminuir la temperatura del crudo durante el proceso o antes de su almacenamiento. Una misma unidad podría ser usada para todos los tanques (TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004), viéndose en la necesidad de una red de tuberías conectada desde la parte superior de cada tanque a una línea o cañón general hacia la recuperadora de vapor, más un equipo para la disposición del condensado o una línea de retorno a un tanque al menos. Fabricantes como Natural Gas STAR garantizan que las unidades de recuperación de vapores pueden recuperar más del 95% de las emisiones de hidrocarburos que se acumulan en los tanques de almacenamiento. En el diseño conceptual de la red de tuberías se consideraron diferentes diámetros para un diseño, y la gama de accesorios, dispositivos e instrumentos correspondientes; adicionalmente, se vio la necesidad de añadir seis (6) VPV y un arresta llamas, como dispositivos de seguridad indispensables. (Ver tabla E.3, apéndice E).

**Escenario 4:** un escenario no tan convencional o apartado del enfoque inicial, consiste en la instalación de un mechurrio en el sistema de almacenamiento de crudo

Merey 16 en COMOR. Por lo cual todos los tanques (TK-55001/55002/80001/80002/80003/80004) necesitarían estar conectados a una red de tuberías, similar a la red propuesta en el escenario 3, desde la parte superior de cada tanque a una línea o cañón general hacia el quemador, el cual debe ser ubicado a una distancia prudencial y segura de las instalaciones, debido a la cantidad considerable de gases venteados libremente en el entorno. Igualmente que en el escenario anterior, se vio la necesidad de añadir seis (6) VPV y un arresta llamas, como dispositivos de seguridad indispensables. Este escenario sería justificable sólo si se determinara que las emisiones de los tanques de COMOR son relativamente tóxicas en función de los criterios ambientales de alguna norma o ley relevante, lo cual no fue establecido según los resultados de la presente investigación. (Ver tabla E.4, apéndice E).

**Tabla 4.7 Estimación de costos de los escenarios propuestos**

Escenarios	Costo, Bs
Escenario 1	1.076.012,89
Escenario 2	8.642.380,52
Escenario 3	3.320.090,28
Escenario 4	5.558.067,26

**Fuente: Tabla desarrollada por el autor, a partir de datos suministrados por la Superintendencia de Ingeniería de Costos, PDVSA EyP Distrito Morichal.**

En la tabla 4.7 se pueden apreciar los estimados de costos Clase V de los diferentes escenarios propuestos, suministrados por la Superintendencia de Ingeniería de Costos de PDVSA EyP Distrito Morichal. Ello permite afirmar que los escenarios 1, 2 y 3 son factibles para la disminución y/o recuperación de los vapores de hidrocarburos que emanan los tanques, en base a la pérdida económica que acarrea la evaporación del crudo diluido, como se refleja en la tabla 4.6. Es necesario destacar que en la estimación de costos realizada no se incluyó el monto asociado al mantenimiento mayor que requieren con carácter de urgencia la mayoría de los

tanques del sistema de almacenamiento a razón de sus deplorables condiciones. (Ver apéndice E).

Otras mejoras del sistema estudiado no consideradas en las estimaciones de costos, pero igualmente relevantes, son:

- Incrementar la eficiencia del sistema de enfriamiento de los Módulos A/B del Centro Operativo Morichal.
- Incorporar un sistema de enfriamiento en el Módulo C de COMOR.
- Estudiar la factibilidad de la reutilización y adaptación de uno o más de los enfriadores (fan coolers), los cuales están inoperativos desde que la MPE-1 dejó de formular la Orimulsión®, en el 2007, en el sistema de enfriamiento de la planta.
- Reparar los hornos que estén dañados, realizarle mantenimiento a los operativos e incorporar los que sean necesarios para manejar el caudal previsto en las proyecciones de la producción; procurando un desempeño óptimo de los módulos, exponiendo el crudo diluido a una temperatura máxima del proceso menor que la actual.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

Los equipos de las instalaciones de COMOR (Módulos A/B/C) se encuentran operando en rangos críticos u operacionales máximos.

Todas las propiedades evaluadas del crudo húmedo diluido se encuentran dentro de los parámetros establecidos.

El crudo Merey 16 se mantiene dentro de las especificaciones comerciales del mismo, pero con variaciones próximas a los valores mínimos exigidos para su calidad.

Se determinaron mermas entre 4,146 y 1,759 %V/V a lo largo de todo el sistema de procesamiento y almacenamiento del crudo diluido, en el área de extrapesado, según las pruebas de laboratorio.

Las pérdidas por evaporación del crudo Merey 16 son alrededor de 0,934 %V/V en el sistema de almacenamiento de COMOR, obtenidas a partir de la corrección de las mermas a través de un balance de masa.

El porcentaje de pérdidas por evaporación del crudo Merey 16 es equivalente a 753.259 Bls netos en pérdida de los 80.648.710 Bls procesados en COMOR durante el 2011.

Las temperaturas superiores a 250 °F a las que es sometido el crudo húmedo



diluido durante su procesamiento en los hornos, es la causa principal de las pérdidas por evaporación del crudo Merey 16 en el sistema de almacenamiento.

El calentamiento excesivo del crudo para su tratamiento magnifica el efecto de los mecanismos típicos de pérdidas durante el ciclo de calentamiento diario y los movimientos operacionales.

Se estimaron pérdidas económicas de 234,18 MMBs (54,46 MM\$) por la evaporación del crudo Merey 16 durante el 2011, lo cual permite la factibilidad económica de los diferentes escenarios (Escenario 1/2/3) propuestos como solución para minimizar tales pérdidas.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

Establecer un plan de mantenimiento continuo y riguroso a los equipos del sistema de procesamiento de COMOR.

Analizar y ajustar las variables operacionales que induzcan a una menor temperatura del crudo que la actual, para la salida de proceso.

Darle mayor prioridad a aquellos proyectos que incrementen la capacidad de procesamiento de los módulos de COMOR.

Poner en mantenimiento los tanques del sistema de almacenamiento de COMOR, a la brevedad.

Proponer sistemas que ofrezcan una mejor contabilización del crudo y las pérdidas del mismo, en los tanques de almacenamiento estudiados.

Realizar estudios del tipo de ingeniería de detalle a los escenarios propuestos, para conocer el alcance de los mismos y seleccionar el idóneo según los intereses del Distrito Morichal.

Evaluar las condiciones que originen pérdidas por evaporaciones en otras instalaciones del distrito, fuera del área abordada en esta investigación.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AccuWeather.com. (2012). Página web en línea. Disponible en:  
<http://www.accuweather.com/es/ve/morichal/355049/weather-forecast/355049>.

American Petroleum Institute. (1994). **Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS): Chapter 19.1-D Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks**. Washington.

American Petroleum Institute. (2002). **Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS): Chapter 19.1 Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks** (3ª ed.). Washington.

American Petroleum Institute. (2010). **Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS): Chapter 19.1 Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks** (4ª ed.). Washington.

ARIAS, F. (2006). **El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica** (5ª ed.). Caracas: Episteme.

ASTM 92. **Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup**. Washington.

ASTM D512-94. **Standard Test Methods for Chloride Ion in Water**. Washington.

ASTM D3230-89. **Standard Test Method for Salts in Crude (Electrometric Method)**. Washington.

- ASTM D4007-81. (1995). **Standard Test Methods for Water and Sediment in Crude Oil by The Centrifuge Method (Laboratory Procedure)**. Washington.
- CENTINELA (1998). **Guía del Usuario de CENTINELA: Glosario de Términos**. Base de datos oficial de PDVSA EyP. Consultada en noviembre de 2011.
- CAMPOS, F. (2010). **Capacidad instalada en los equipos existentes en Planta COMOR, área extrapesados**. Morichal: PDVSA EyP, Gerencia de Operaciones de Producción.
- Environmental Protection Agency U.S. (EPA) y Natural Gas STAR. (2003). **Instalación de Unidades de Recuperación de Vapores en Tanques de Almacenamiento de Petróleo**. Washington, DC.
- FREITEZ, M. (2007). **Manufactura de Merey 16 en MPE-1**. Memoria técnica. Morichal: PDVSA EyP, Gerencia de Infraestructura y Procesos de Superficie.
- LÓPEZ, J. (2007). **Evaluación de la Medición y Balance del Crudo en la Planta MPE-1 del Área de Estrapesados PDVSA – Distrito Social Morichal – Estado Monagas**. Trabajo de grado no publicado, Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas, Maturín.
- MIRANDA, R. (2009). **Especificaciones de calidad para la etapa de recibo de Estaciones J-20/O-16 en Planta COMOR, alimentación, deshidratadores y P-203A/B Planta COMOR Extrapesado**. Morichal: PDVSA EyP, Centro de Análisis Morichal (CAM).
- Norma Venezolana COVENIN 875:2002. (2002). **Hidrocarburos Líquidos: Determinación de la Presión de Vapor, Método REID (2ª revisión)**. Caracas:

FODONORMA.

Norma Venezolana COVENIN 883:2002. (2002). **Petróleo Crudo y sus Derivados: Determinación de la Gravedad API, Método del Hidrómetro.** Caracas: FODONORMA.

Norma Venezolana COVENIN 3401:1998. (1998). **Petróleo Crudo y sus Derivados: Determinación de la Densidad y la Densidad Relativa por Densimetría Digital.** Caracas: FODONORMA.

OBREGÓN, M. (2012). **Filosofías operacionales de las empresas que conforman el bloque del Campo Carabobo, Ayacucho y Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. PDVSA – Distrito Morichal, División Carabobo.** Informe de pasantías no publicado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana, Núcleo Anzoátegui – Extensión Puerto Píritu, Puerto Píritu.

Petróleos de Venezuela S.A. (2005). Pagina web en línea. Disponible en: <http://www.pdvsa.com/>.

Petróleos de Venezuela S.A. Intevep (2005). **Evaluación completa de las características del crudo e hidrocarburos livianos del Merey 16.**

PILACUÁN, J. (2009). **Análisis de Pérdidas por Evaporación en el Tanque de Techo Fijo de Almacenamiento de Gasolina Súper TB-1012 del Terminal de Productos Limpios El Beaterio (PETROCOMERCIAL).** Tesis de grado no publicada, Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito – Ecuador.

RAMOS, V. (2004). **Estudio de la Merma de Crudo por Evaporación en el Patio Tanque Jusepín, Estado Monagas.** Trabajo de grado no publicado, Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas, Maturín.

VILLALOBOS, D. (2009). **Operaciones en Patios de Tanques.** Manual técnico. Servicios Gerenciales de Proyectos, S.A.





**APÉNDICES**



**APÉNDICE A**

**ECUACIONES**



**PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS  
PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE PETRÓLEO EN TANQUES  
DE TECHO FIJO, SEGÚN LA NORMA API MPMS CAP. 19.1:**

- **Pérdidas totales,  $L_T$  (lb/año):**

$$L_T = L_s + L_w \quad (A.1)$$

$$L_T \left( \frac{bl}{\text{año}} \right) = \frac{L_s + L_w}{42 \times W_{vc}} \quad (A.2)$$

$$W_{vc} = \frac{W_{vcsc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad (A.3)$$

Donde,  $W_{vc}$  es la densidad del vapor condensado (lpg), 42 es un factor de conversión (gal/bl),  $W_{vcsc}$  es la densidad del vapor condensado a condiciones normales, y  $T$  es la temperatura del líquido (vapor condensado) en el sistema de almacenamiento ( $^{\circ}\text{F}$ ).

Nota 1: la  $W_{vcsc}$  fue tomada de una cromatografía de los gases del crudo Mery 16 realizada por PDVSA INTEVEP en junio de 2005.

- **Pérdidas permanentes,  $L_s$  (lb/año):**

$$L_s = 365 \left( \frac{\pi \times D^2}{4} \right) H_{vo} \times K_s \times K_e \times W_v \quad (A.4)$$

- Diámetro del tanque,  $D$  (pie).

Nota 2: el D fue tomado de las tablas de parámetros y características del tanque, respectivo.

- Altura del espacio de vapor, Hvo (pie):

$$H_{vo} = H_s - H_l + H_{ro} \quad (A.5)$$

Altura de la pared del tanque, Hs (pie).

Nota 3: la Hs fue tomada de las tablas de parámetros y características del tanque, respectivo.

Altura promedio del líquido, Hl (pie). Si Hl es desconocido se calcula de la siguiente forma:

$$H_l = \frac{H_{lx} + H_{ln}}{2} \quad (A.6)$$

Donde, Hlx es la altura máxima del líquido (pie) y Hln es la altura mínima del líquido (pie).

Nota 4: la Hl y la Hlx fueron tomadas del registro en gráfico del Trend, desde el 31/06/2011 hasta el 31/12/2011.

Altura equivalente del techo, Hro (pie):

- a) Sí el techo es plano:

$$H_{ro} = 0 \quad (A.7)$$

b) Sí el techo es cónico:

$$Hro = \frac{Hr}{3} \quad (A.8)$$

$$Hr = \frac{Sr \times D}{2} \quad (A.9)$$

Donde, Hr es la altura del techo del tanque (pie), Sr es la pendiente del techo cónico (pie), y si Sr es desconocido se calcula de la forma siguiente:

$$Sr = \frac{D}{96} \quad (A.10)$$

c) Sí el techo es un domo:

$$Hro = \frac{Hr}{2} + \frac{2Hr^3}{3D^2} \quad (A.11)$$

Nota 5: Como los techos de los tanques de almacenamiento del sistema estudiado son cónicos, la Sr se obtuvo por escalamiento de las dimensiones de los tanques mediante fotografías de los mismos.

- Factor de saturación del vapor venteado, Ks (adim.):

$$Ks = \frac{1}{1 + (0,053 \times Pva \times Hvo)} \quad (A.12)$$

Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (lpca).

Nota 6: las presiones de vapor verdaderas fueron calculadas mediante las ecuaciones de la sección de presión de vapor verdadera.

Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R):

$$Tla = 0,44Taa + 0,56Tb + (0,0079 \times \alpha \times I) \quad (A.13)$$

$$T_{aa} = \frac{T_{ax} + T_{an}}{2} \quad (A.14)$$

Donde,  $T_{aa}$  es la temperatura ambiente promedio ( $^{\circ}\text{R}$ ),  $T_{ax}$  es la temperatura ambiente máxima ( $^{\circ}\text{R}$ ),  $T_{an}$  es la temperatura ambiente mínima ( $^{\circ}\text{R}$ ),  $T_b$  es la temperatura del líquido ( $^{\circ}\text{R}$ ),  $\alpha$  es la absorptancia solar de la superficie del tanque, e  $I$  es la insolación total ( $\text{BTU}/\text{pie}^2 \cdot \text{día}$ ).

Nota 7: la  $T_{ax}$  y la  $T_{an}$  se obtuvieron de un registro diario de la temperatura real ambiental de Morichal durante el 2011 tomado de la página web: <http://www.accuweather.com/es/ve/morichal/355049/weather-forecast/355049>; la  $T_b$  fue tomada a partir de datos de campo;  $\alpha$  se obtuvo a partir de color de los tanques y las condiciones de los mismo mediante las tablas de absorptancia de la norma API MPMS Cap. 19.1-D, 1994; y la  $I$  fue calculada en base a los valores promedio de insolación de la Ciudad de Beakersfield, California, durante los meses de verano, tomados de la norma API Cap. 19.1, 2002.

- Factor de expansión del espacio de vapor,  $K_e$  (adim. o 1/día):

a) Sí  $P_{va} < 0,1 \text{ lpc}$  y  $\Delta P_b \leq 0,063 \text{ lpc}$ :

$$K_e = 0,0018 \Delta T_v \quad (A.15)$$

$$\Delta T_v = 0,72(T_{ax} - T_{an}) + (0,028 \times \alpha \times I) \quad (A.16)$$

Donde,  $\Delta P_b$  es el rango de presión operacional del respiradero ( $\text{lpc}$ ),  $\Delta T_v$  es el rango de la temperatura del vapor, ( $^{\circ}\text{R}$ ).

b) Sí  $P_{va} > 0,1 \text{ lpc}$  o  $\Delta P_b > 0,063 \text{ lpc}$ :

$$K_e = \frac{\Delta T_v}{T_{ia}} + \frac{\Delta P_v - \Delta P_b}{P_a - P_{va}} \geq 0 \quad (A.17)$$

$$\Delta P_b = P_{bx} - P_{bn} \quad (A.18)$$

$$\Delta P_v = P_{vx} - P_{vn} \quad (A.19)$$

$$T_{lx} = T_{la} + 0,25\Delta T_v \quad (A.20)$$

$$T_{ln} = T_{la} - 0,25\Delta T_v \quad (A.21)$$

Donde, Pbx es la presión operacional máxima del respiradero (lpcm), siempre positivo y si no se conoce se asume Pbx = 0,03 lpcm; Pbn es la presión operacional mínima del respiradero (lpcm), negativo si esta al vacío y si no se conoce se asume Pbn = -0,03 lpcm; ΔPv es el rango de presión del vapor verdadera (lpc); Pvx es la presión de vapor verdadera @ Tlx (lpca); Tlx es la temperatura máxima de la superficie del líquido (°R); Pvn es la presión de vapor verdadera @ Tln (lpca); Tln es la temperatura mínima de la superficie del líquido (°R); Pa es la presión atmosférica en sitio (lpca), si no se conoce asumir Pa = 14,7 lpca.

Nota 8: como la Pbx y la Pbn no se conocían de asumieron los valores establecidos, y la Pa se tomó de la Memoria Técnica “Manufactura de Merey 16 en MPE-1”.

- Densidad del vapor almacenado, Wv (lb/pie<sup>3</sup>):

$$W_v = \frac{M_v \times P_{va}}{R \times T_v} \quad (A.22)$$

$$T_v = 0,8T_{aa} + 0,2T_b + (0,008 \times \alpha \times I) \quad (A.23)$$

Donde, Mv es el peso molecular del vapor (lb/lbmol), Tv es la temperatura del vapor (°R), y R = 10,731 pie<sup>3</sup>/(lbmol\*°R) es la constante de los gases ideales.

Nota 9: el Mv fue tomado de una cromatografía de los gases del crudo Merey

16 realizada por PDVSA INTEVEP en junio de 2005.

- **Pérdidas por trabajo,  $L_w$  (lb/año):**

$$L_w = V_q \times K_n \times K_c \times K_b \times W_v \quad (A.24)$$

- Caudal neto de pérdida por trabajo,  $V_q$  (pie<sup>3</sup>/año):

$$V_q = \sum H_q \times \frac{\pi \times D^2}{4} \quad (A.25)$$

$$V_q = 5,614Q \quad (A.26)$$

Donde,  
(pie/año); sí  
(bl/año).

$\Sigma H_q$  es la suma  
 $\Sigma H_q$  no se cono

Nota 10: la  $\Sigma H_q$  y  $\Sigma V_q$  fueron tomados de la base de datos de COMOR, mediante el Módulo AICO, de todos los movimientos de llenado o recibo de los tanques de almacenamiento de COMOR, durante el 2011.

- Factor de movimiento,  $K_n$  (adim.):

$$K_n = 1 \rightarrow N \leq 36 \quad (A.27)$$

$$K_n = \frac{180+N}{6N} \rightarrow N > 36 \quad (A.28)$$

Tasa de movimientos, N (movimientos/año):

$$N = \frac{\sum Hq}{Hlx - Hln} \quad (A.29)$$

Sí

$\sum Hq$  es desconocido, N se estima de la

$$N = \frac{5,615Q}{\frac{\pi \times D^2}{4} (Hlx - Hln)} \quad (A.30)$$

- Factor del producto, Kc (adim.):

$$Kc = 0,75 \rightarrow \text{Petróleo crudo} \quad (A.31)$$

$$Kc = 1,0 \rightarrow \text{Petróleo refinado} \quad (A.32)$$

- Factor de corrección de la configuración del respiradero, Kb (adim.):

a) Sí  $\Delta P_b \leq \pm 0,03$  lpcm:

$$Kb = 1,0 \quad (A.33)$$

b) Sí  $\Delta P_b >> \pm 0,03$  lpcm:

Sí,

$$Kn \times \frac{P_{bx} + P_{\alpha}}{P_o + P_{\alpha}} \leq 1,0 \rightarrow Kb = 1,0 \quad (A.34)$$

Sí no,

$$Kb = \frac{\frac{P_o + P_{\alpha}}{Kn} - P_{v\alpha}}{P_{bx} + P_{\alpha} - P_{v\alpha}} \quad (A.35)$$

Donde, Po es la presión operacional normal (lpcm):

$$P_o = \frac{P_{bx} + P_{bn}}{2} \quad (\text{A.36})$$

- **Presión de vapor verdadera:**

$$P_{vx} = e^{[A - (B/T_x)]} \quad (\text{A.37})$$

$$P_{va} = e^{[A - (B/T_a)]} \quad (\text{A.38})$$

$$P_{vn} = e^{[A - (B/T_n)]} \quad (\text{A.39})$$

Donde, A es una constante en la ecuación de presión de vapor, y B es una constante en la ecuación de presión de vapor (°R).

- Para el petróleo crudo:

$$A = 12,82 - 0,9672 \ln(PVR) \quad (\text{A.40})$$

$$B = 7261 - 1216 \ln(PVR) \quad (\text{A.41})$$

Donde, PVR es la presión de vapor Reid (lpca).

Nota 11: la PVR fue tomada de pruebas de laboratorio a las diferentes muestras de crudo analizadas durante la investigación.



**CORRECCIÓN DE LAS MERMAS OBTENIDAS EN LAS PRUEBAS DE CALENTAMIENTO, DE LAS MUESTRAS DE CRUDO TOMADAS A LA SALIDA DEL PROCESO DE COMOR, POR BALANCE DE MASA:**

$$\begin{matrix} \text{Pérdidas por} \\ \text{evaporación de} \\ \text{crudo} \end{matrix} = \begin{matrix} \text{Mermas} \\ \text{del crudo} \end{matrix} - \begin{matrix} \text{Pérdidas por} \\ \text{evaporación de agua} \\ \text{asociada} \end{matrix} - \begin{matrix} \text{Vapores} \\ \text{contenidos en el} \\ \text{recipiente} \end{matrix} \quad (\text{A.42})$$

$$\%Ev = \left( \frac{\Delta V}{V_i} - (AyS \times E_w) - \frac{W_v \times K_s \times (V_{rec} - V_i + \Delta V)}{V_i \times W_{vc}} \right) \times 100\% \quad (\text{A.43})$$

$$\Delta V = \frac{M_i - M_f}{\rho_f} \quad (\text{A.44})$$

$$V_i = \frac{M_i - M_v}{\rho_i} \quad (\text{A.45})$$

Donde, %Ev es la pérdida por evaporación porcentual,  $\Delta V$  es la merma o el volumen perdido promedio ( $\text{cm}^3$ ),  $M_i$  es la masa inicial promedio de la muestra en el beaker (gr),  $M_f$  es la masa final promedio de la muestra en el beaker (gr),  $\rho_f$  es la densidad final promedio de las muestras ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ),  $V_i$  es el volumen inicial promedio de la muestra en el beaker ( $\text{cm}^3$ ),  $M_v$  es la masa promedio del beaker (gr),  $\rho_i$  es la densidad inicial promedio de las muestras ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ),  $AyS$  es la fracción de agua y sedimentos promedio de las muestras,  $E_w$  es la fracción del agua evaporada durante el calentamiento,  $W_v$  es la densidad del vapor a condiciones de almacenamiento ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ),  $K_s$  es el factor de saturación del vapor venteado,  $V_{rec}$  es el volumen bruto del beaker ( $\text{cm}^3$ ),  $W_{vc}$  es la densidad del vapor condensado a condiciones de almacenamiento ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

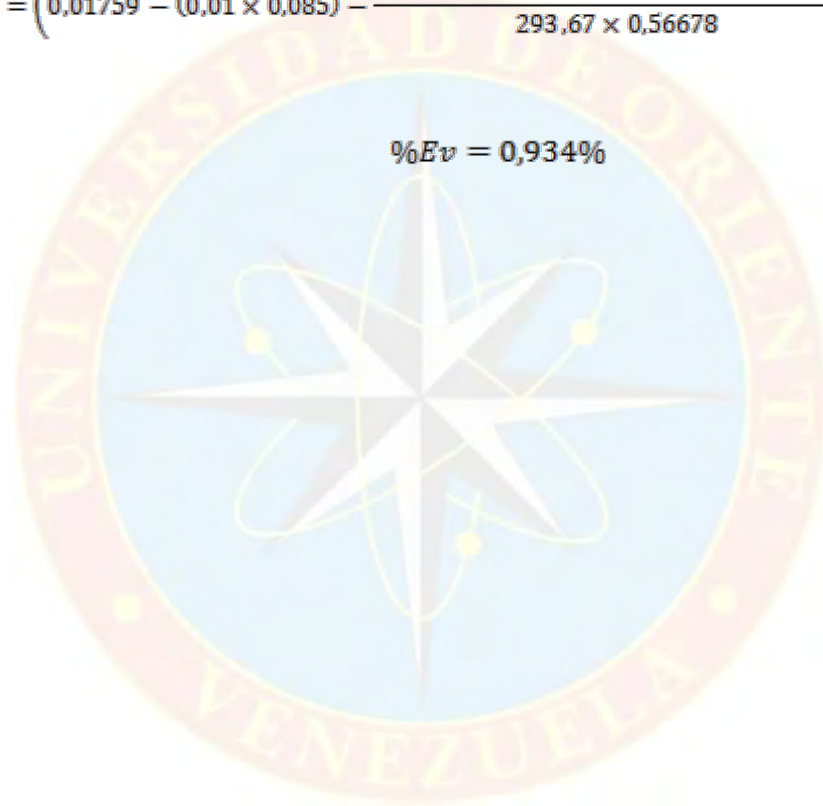
$$\Delta V = \frac{558,43 - 553,52}{0,95027} = 5,16579 \text{cm}^3$$

$$V_i = \frac{558,43 - 281,00}{0,94470} = 293,67 \text{ cm}^3$$

$$\%E_v = \left( \frac{5,16579}{293,67} - (0,01 \times 0,085) - \frac{0,00135 \times 1 \times (1200 - 293,67 + 5,16579)}{293,67 \times 0,56678} \right) \times 100\%$$

$$\%E_v = \left( 0,01759 - (0,01 \times 0,085) - \frac{0,00135 \times 1 \times (1200 - 293,67 + 5,16579)}{293,67 \times 0,56678} \right) \times 100\%$$

$$\%E_v = 0,934\%$$





**APÉNDICE B**

**TABLAS**

**Tabla B.1 Características y parámetros operacionales de los equipos de los Módulos A/B de COMOR**

Cant.	Equipo	Nombres	Tipo	Capacidad	Entrada	Salida	Comentarios
2	Tanques de Carga	TK-96001 TK-96002	Atmosféricos de techo fijo	Nominal: 96.000 Bls	-	-	-
8	Bombas de Carga	P-201 A/B/C/D/E/F/G/H	Bornemann Rotativa de tornillo	380-465 m <sup>3</sup> /hr c/u 226,8 MBFD	8-12 lpcm	480-515 lpcm	Condición operacional: 214 MBFD
36	Intercambiadores de calor	E-202 E-204 E-207	Tubo/Carcasa Crudo húmedo diluido / Merey 16	25,95 MMBtu/hr c/u	110 °F / 245 °F 450 lpcm / 230 lpcm	145-160 °F / 200- 210 °F	Sistema de precalentamiento
		E-205 E-211	Tubo/Carcasa Agua de enfriamiento / Merey 16	-	110 °F / 210 °F	160 °F / 195 °F	Sistema de enfriamiento
		E-103	Tubo/Carcasa Agua efluente caliente / Agua fresca	-	-	-	Sistema de calentamiento del agua fresca que entra al proceso
4	Hornos	F-201 A/B/C/D	Fuego directo	-	150-160 °F	245-265 °F	-
4	Deshidratadores Mecánicos	DM-201 A/B DM-202 A/B	-	120 MBFD c/módulo	10 %AyS	4-6 %AyS	Condición operacional: 214 MBFD
8	Desaladores Electrostáticos	DS-201 A/B/C/D DS-202 A/B/C/D	-	240 MBFD	400 lpcm	400 lpcm 240-245 °F	Se le inyecta 10% de agua en cada etapa en relación al caudal de entrada de los mismos. Condición operacional: 214 MBFD
2	Torres de Enfriamiento	TE-201/202	-	-	155-160 °F	115 °F	-

Fuente: Campos, 2010.

**Tabla B.2 Características y parámetros operacionales de los equipos del Módulo C de COMOR**

Cant.	Equipo	Nombres	Tipo	Capacidad	Entrada	Salida	Comentarios
2	Tanques de Carga	TK-1008 TK-2013	Atmosféricos de techo fijo	Nominal: 10000 Bls Tope Op.: 10046 Bls Nominal: 20000 Bls 20187 Bls			
6	Bombas de Carga	P-010/020/030/040/050/060	Warren De tornillo	496-870 GPM 24 MBD c/u	10-25 lpcm 100 °F	180-400 lpcm 100 °F	
8	Intercambiadores de calor	E-102 A/B/C/D/E/F/G/H	Tubo/Carcasa Crudo húmedo diluido / Merey 16		90-100 °F / 230 °F	150 °F / 170-190 °F	
4	Hornos	F-101/102/103/104	Fuego directo		130-150 °F 100-250 lpcm	240-290 °F 90-200 lpcm	3 hornos de 28,0 MMBtu/hr y 1 horno de 36,0 MMBtu/hr
4	Deshidratadores Mecánicos	DM-101/102/103/104		40 MBD c/u			
4	Desaladores Electrostáticos	DE-201 A/B/C/D		40 MBD c/u		220-240 °F	Se le inyecta alrededor de 8% de agua en relación al caudal neto de entrada al sistema

Fuente: Campos, 2010.

**Tabla B.3 Características de los tanques del Sistema de Almacenamiento de COMOR**

Tanque	501	502	801	802	803	804
Tipo de tanque	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico
Techo	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico
Tipo de Techo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo	Fijo
Diámetro, pies	100	100	110	110	110	110
Altura de la pared, pies	40	40	48	48,08	46,58	46,5
Altura de referencia, pies-pulg-oct	40' 10'' 0/8	40' 10'' 0/8	48' 05'' 0/8	49' 11'' 1/8	47' 05'' 3/8	47' 02'' 0/8
Volumen nominal, bls	56.000	56.000	81.000	80.000	80.000	80.000
Volumen operacional, bls	51.604	51.617	75.882	77.196	74.364	74.370
Fecha de Tabla de Calibración	01/08/1983	01/08/1983	01/02/1984	01/01/1985	01/06/1987	01/10/1996

**Fuente: Bases de datos del CENTINELA, Módulo OLEO; parámetros y características de tanques, y tabla de calibración de tanques.**

**Tabla B.4 Especificaciones de Calidad para la etapa de recibo de estaciones J-20/O-16 en Planta COMOR, Alimentación, Deshidratadores y P-203A/B Planta COMOR Extrapesado**

Pto. de Muestreo	Parámetro de Calidad	Rango de Alerta: Laboratorio y operaciones COMOR Extrapesado	Especificación de Calidad
Recibo de J-20/O-16 en Planta COMOR	%AyS	(0,0 – 16,0) %	(0,0 – 20,0) %
	Gravedad API	(15,5 – 16,0) °API	(15,5 – 16,0) °API
	Sal (ppm de Cloruros)	(10.000 – 30.000) ppm	(10.000 – 30.000) ppm
Alimentación (Salida E-204)	%AyS	(0,0 – 16,0) %	(0,0 – 16,0) %
	%Emulsiones	(0,0) %	(0,0) %
	Gravedad API	(15,5 – 16,0) °API	(15,5 – 16,0) °API
Deshidratadores DM - 201A / 201B / 202A	%AyS	(0,0 – 12,0) %	(0,0 – 12,0) %
Tren A / Tren B (P-203A / P-203B)	%AyS	(0,0 – 0,8) %	(0,0 – 1,0) %
	Gravedad API	(15,5 – 16,0) °API	(15,5 – 16,0) °API
	Sal (PTB)	(5,0 – 25,0) PTB	(5,0 – 30,0) PTB

**Fuente: Miranda, 2009**

**Tabla B.5 Registro de las muestras de crudo**

Fecha de Toma de Muestra	Muestra	Ubicación	Fecha de Análisis
17/01/2012	M-6	O-16: Entrada al Calentador General	18/01/2012
	M-7	J-20: Salida de los Calentadores Generales	18/01/2012
18/01/2012	M-8	COMOR: Trampa	19/01/2012
	M-9	COMOR: Másicos	19/01/2012
23/01/2012	M-10	O-16: Entrada al Calentador General	25/01/2012
	M-11	J-20: Salida de los Calentadores Generales	24/01/2012
25/01/2012	M-12	COMOR: Trampa	26/01/2012
	M-13	COMOR: Másicos	26/01/2012
30/01/2012	M-14	O-16: Entrada al Calentador General	31/01/2012
	M-15	J-20: Salida de los Calentadores Generales	31/01/2012
31/01/2012	M-16	COMOR: Trampa	01/02/2012
01/02/2012	M-17	COMOR: Másicos	02/02/2012
19/03/2012	M-18	COMOR: Trampa / Muestra Fresca	20/03/2012
	M-19	COMOR: Másicos / Muestra Fresca	20/03/2012

**Tabla B.6 Gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos de las muestras de crudo tomadas en la entrada de la EF-0-16**

Muestra	Repetición	°API Obs.	Temp. Obs. °F	°API Crudo Húmedo	%AyS	°API Crudo Seco
M-6	1	15,2	69	14,70	12,60	15,73
	2	15,2	69	14,70	12,65	15,74
	3	15,2	69	14,70	12,90	15,76
M-10	1	16,8	70	16,30	8,45	17,13
	2	16,8	70	16,30	8,60	17,15
	3	16,4	72	15,80	8,90	16,62
M-14	1	16,0	68	15,60	15,00	17,05
	2	16,0	68	15,60	15,00	17,05
	3	15,9	68	15,50	14,75	16,90
<b>Promedio</b>				<b>15,47</b>	<b>12,09</b>	<b>16,57</b>

**Tabla B7 Gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos de las muestras de**

**crudo tomadas en la entrada de la EF-J-20**

<b>Muestra</b>	<b>Repetición</b>	<b>°API Obs.</b>	<b>Temp. Obs. °F</b>	<b>°API Crudo Húmedo</b>	<b>%AyS</b>	<b>°API Crudo Seco</b>
M-7	1	14,5	71	13,90	10,10	14,61
	2	14,5	70	14,00	10,40	14,74
	3	14,5	70	14,00	9,90	14,70
M-11	1	16,1	69	15,60	6,90	16,20
	2	16,1	70	15,60	6,90	16,20
	3	15,9	69	15,40	6,65	15,97
M-15	1	16,2	73	15,50	9,40	16,34
	2	17,1	73	16,40	9,40	17,34
	3	17,1	73	16,40	9,35	17,34
<b>Promedio</b>				<b>15,20</b>	<b>8,78</b>	<b>15,94</b>

**Tabla B.8 Gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos de las muestras de crudo tomadas en la entrada del Centro Operativo Morichal**

<b>Muestra</b>	<b>Repetición</b>	<b>°API Obs.</b>	<b>Temp. Obs. °F</b>	<b>°API Crudo Húmedo</b>	<b>%AyS</b>	<b>°API Crudo Seco</b>
M-8	1	15,9	68	15,50	9,70	16,36
	2	15,6	68	15,20	9,70	16,03
	3	15,6	68	15,20	9,55	16,02
M-12	1	15,7	69	15,20	8,60	15,92
	2	15,7	69	15,20	8,85	15,95
	3	15,7	69	15,20	8,65	15,93
M-16	1	15,7	71	15,10	9,25	15,88
	2	15,7	70	15,20	9,35	16,00
	3	15,7	71	15,10	9,50	15,90
<b>Promedio</b>				<b>15,21</b>	<b>9,24</b>	<b>16,00</b>

**Tabla B.9 Gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos de las muestras de**



**crudo tomadas en la salida de los Módulos A/B/C de COMOR**

Muestra	Repetición	°API Obs.	Temp. Obs. °F	°API Crudo Húmedo	%AyS	°API Crudo Seco
M-9	1	16,1	69	15,60	0,98	15,60
	2	16,1	69	15,60	0,95	15,60
	3	16,1	69	15,60	1,00	15,60
M-13	1	16,3	72	15,70	1,10	15,79
	2	16,3	72	15,70	1,05	15,78
	3	16,5	72	15,90	1,10	16,00
M-17	1	16,3	69	15,80	0,88	15,80
	2	16,3	69	15,80	0,85	15,80
	3	16,3	69	15,80	0,90	15,80
<b>Promedio</b>				<b>15,72</b>	<b>0,98</b>	<b>15,75</b>

**Tabla B.10 Salinidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada de EF-0-16**

Muestra	Repetición	Sal		Cloruro	
		PTB	Promedio	ppm NaCl	Promedio
M-6	1	>759,12	788,79	16654,95	18480,15
	2	>872,29		19316,70	
	3	>734,95		19468,80	
M-10	1	>689,70	693,04	22434,75	22155,90
	2	>688,16		21674,25	
	3	>701,26		22358,70	
M-14	1	>359,24	345,33	21484,13	19836,38
	2	>325,08		19088,55	
	3	>351,67		18936,45	
<b>Promedio</b>			<b>609,05</b>	<b>20157,48</b>	<b>20157,48</b>

**Tabla B.11 Salinidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada de EF-J-20**

Muestra	Repetición	Sal		Cloruro	
		PTB	Promedio	ppm NaCl	Promedio
M-7	1	>783,03	787,01	24031,80	24741,60
	2	>762,64		25020,45	
	3	>815,37		25172,55	
M-11	1	>569,67	596,14	24431,06	24265,61
	2	>601,84		24562,13	
	3	>616,91		23803,65	
M-15	1	>261,23	257,11	22434,75	22257,30
	2	>259,27		22434,75	
	3	>250,82		21902,40	
<b>Promedio</b>			<b>546,75</b>	<b>23754,84</b>	<b>23754,84</b>

**Tabla B.12 Salinidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada del Centro Operativo Morichal**

Muestra	Repetición	Sal		Cloruro	
		PTB	Promedio	ppm NaCl	Promedio
M-8	1	>554,06	583,42	21826,35	21902,40
	2	>589,84		22586,85	
	3	>606,36		21294,00	
M-12	1	>668,60	685,52	21978,45	23093,85
	2	>675,49		24412,05	
	3	>712,46		22891,05	
M-16	1	>606,73	623,10	22206,60	22485,45
	2	>631,66		23195,25	
	3	>630,90		22054,50	
<b>Promedio</b>			<b>630,68</b>	<b>22493,90</b>	<b>22493,90</b>

**Tabla B.13 Salinidad de las muestras de crudo tomadas en la salida de los Módulos A/B/C de COMOR**

Muestra	Repetición	Sal		Cloruro	
		PTB	Promedio	ppm NaCl	Promedio
M-9	1	17,06	17,06	No Aplica	No Aplica
	2	16,86		No Aplica	
	3	17,27		No Aplica	
M-13	1	19,77	19,35	No Aplica	No Aplica
	2	19,14		No Aplica	
	3	19,14		No Aplica	
M-17	1	30,05	29,75	No Aplica	No Aplica
	2	28,25		No Aplica	
	3	30,96		No Aplica	
<b>Promedio</b>			<b>22,06</b>	<b>No Aplica</b>	<b>No Aplica</b>

**Tabla B.14 Propiedades de volatilidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada de la EF-0-16**

Muestra	Repetición	P.V.R. lpc	P.V.R. Corr lpc	P.V.R. Corr Selec., lpc	Punto de Inflamación			Punto de Combustión		
					°C	°F	Selec., °F	°C	°F	Selec., °F
M-14	1	1,95	1,9229	2,5729	33	91,40	91,40	55	131,00	129,20
	2	2,55	2,5229		33	91,40		44	111,20	
	3	2,60	2,5729		29	84,20		54	129,20	

**Tabla B.15 Propiedades de volatilidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada de la EF-J-20**

Muestra	Repetición	P.V.R. lpc	P.V.R. Corr lpc	P.V.R. Corr Selec., lpc	Punto de Inflamación			Punto de Combustión		
					°C	°F	Selec., °F	°C	°F	Selec., °F
M-15	1	1,40	1,3729	1,9229	36	96,80	96,80	69	156,20	138,20
	2	1,75	1,7229		31	87,80		59	138,20	
	3	1,95	1,9229		38	100,40		48	118,40	

**Tabla B.16 Propiedades de volatilidad de las muestras de crudo tomadas en la entrada del Centro Operativo Morichal**

Muestra	Repetición	P.V.R. lpc	P.V.R. Corr lpc	P.V.R. Corr Selec., lpc	Punto de Inflamación			Punto de Combustión		
					°C	°F	Selec., °F	°C	°F	Selec., °F
M-16	1	2,30	2,2729	2,4229	38	100,40	100,40	61	141,80	141,80
	2	2,40	2,3729		31	87,80		74	165,20	
	3	2,45	2,4229		40	104,00		48	118,40	
M-18	1	2,10	2,0729	4,3729	59	138,20	89,60	79	174,20	141,80
	2	4,40	4,3729		44	111,20		61	141,80	
	3	3,85	3,8229		32	89,60		69	156,20	
<b>Promedio</b>		<b>3,3979</b>			<b>95,00</b>			<b>141,80</b>		

**Tabla B.17 Propiedades de volatilidad de las muestras de crudo tomadas en la salida de los Módulos A/B/C de COMOR**

Muestra	Repetición	P.V.R. lpca	P.V.R. Corr lpca	P.V.R. Corr Selec., lpca	Punto de Inflamación			Punto de Combustión		
					°C	°F	Selec., °F	°C	°F	Selec., °F
M-17	1	1,95	1,9229	2,3229	38	100,40	95,00	70	158,00	158,00
	2	2,15	2,1229		36	96,80		47	116,60	
	3	2,35	2,3229		35	95,00		84	183,20	
M-19	1	1,55	1,5229	1,8729	34	93,20	89,60	52	125,60	125,60
	2	1,90	1,8729		41	105,80		41	105,80	
	3	1,90	1,8729		32	89,60		59	138,20	
<b>Promedio</b>		<b>2,0979</b>			<b>92,30</b>			<b>141,80</b>		

**Tabla B.18 Mermas en las muestras de crudo tomadas en la entrada de la EF-0-16**

Muestra	Vaso Vacío g	Vaso Lleno g	Densidad Inicial g/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final g	Densidad Final g/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % v/v
M-6	276,61	561,89	0,95410	299,00430	554,00	0,95557	8,25685	2,76144925
	280,74	564,71		297,63128	557,39	0,95703	7,64866	2,56984520
	280,04	563,69		297,29588	555,61	0,95763	8,43750	2,83808061
M-10	276,60	560,05	0,95436	297,00532	547,06	0,95651	13,58062	4,57251779
	280,73	554,92		287,30249	541,43	0,96025	14,04842	4,88976796
	285,70	559,79		287,19770	547,18	0,95874	13,15268	4,57966043
M-14	276,59	555,16	0,95362	292,11845	540,52	0,96157	15,22510	5,21196125
	280,72	558,83		291,63608	543,93	0,95759	15,55990	5,33538068
	285,69	561,48		289,20325	548,86	0,95858	13,16531	4,55226806
<b>Promedio</b>								<b>4,14565902</b>

**Tabla B.19 Mermas en las muestras de crudo tomadas en la entrada de la EF-J-20**

Muestra	Vaso Vacío g	Vaso Lleno g	Densidad Inicial g/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final g	Densidad Final g/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % v/v
M-7	276,58	561,12	0,95373	298,34440	555,39	0,96003	5,96856	2,00056163
	280,72	566,57		299,71795	560,79	0,96026	6,01920	2,00828917
	279,88	567,03		301,08102	561,44	0,96077	5,81825	1,93245325
M-11	276,62	554,70	0,95655	290,71141	549,50	0,95894	5,42265	1,86530490
	280,74	563,64		295,75035	557,62	0,95482	6,30485	2,13181598
	285,71	568,54		295,67717	562,94	0,95507	5,86344	1,98305622
M-15	276,57	553,50	0,95142	291,07019	547,92	0,95402	5,84893	2,00945826
	280,70	565,51		299,35255	561,00	0,95359	4,72950	1,57990836
	285,68	564,26		292,80444	559,41	0,95376	5,08514	1,73670069
<b>Promedio</b>								<b>1,91639427</b>

**Tabla B.20 Mermas en las muestras de crudo tomadas en la entrada del Centro Operativo Morichal**

Muestra	Vaso Vacío g	Vaso Lleno g	Densidad Inicial g/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final g	Densidad Final g/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % v/v
M-8	276,62	551,07	0,94867	289,29976	545,30	0,95313	6,05374	2,09254885
	280,76	564,74		299,34540	559,27	0,95330	5,73796	1,91683683
	285,70	563,42		292,74669	559,55	0,95251	4,06295	1,38787206
M-12	276,59	554,64	0,94531	294,13632	550,34	0,95293	4,51240	1,53411815
	280,73	555,37		290,52903	550,87	0,95395	4,71723	1,62366849
	285,70	554,09		283,91745	549,46	0,95244	4,86120	1,71218736
M-16	276,59	559,13	0,94851	297,87772	553,66	0,95236	5,74363	1,92818257
	280,72	555,61		289,81244	549,76	0,95183	6,14606	2,12070104
	285,69	564,17		293,59733	558,60	0,95146	5,85416	1,99394220
<b>Promedio</b>								<b>1,81222862</b>

**Tabla B.21 Mermas en las muestras de crudo tomadas en la salida de los Módulos A/B/C de COMOR**

Muestra	Vaso Vacío g	Vaso Lleno g	Densidad Inicial g/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final g	Densidad Final g/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % v/v
M-9	276,55	555,89	0,93835	297,69276	550,73	0,95014	5,43078	1,82428980
	280,72	556,73		294,14398	551,88	0,95025	5,10392	1,73517748
	285,66	563,56		296,15815	558,97	0,94987	4,83224	1,63164181
M-13	276,60	557,43	0,95088	295,33695	552,21	0,95238	5,48101	1,85584820
	280,73	562,63		296,46222	557,71	0,95023	5,17769	1,74649362
	285,70	565,12		293,85411	559,97	0,95177	5,41097	1,84138009
M-17	276,59	553,76	0,94487	293,34194	548,90	0,94924	5,11989	1,74536425
	280,73	558,42		293,89228	553,68	0,94923	4,99352	1,69909908
	285,70	552,31		282,16580	547,62	0,94931	4,94043	1,75089625
<b>Promedio</b>								<b>1,75891006</b>

**Tabla B.22 Registro de muestras del agua asociada al crudo, tomadas en los tanques de carga de COMOR**

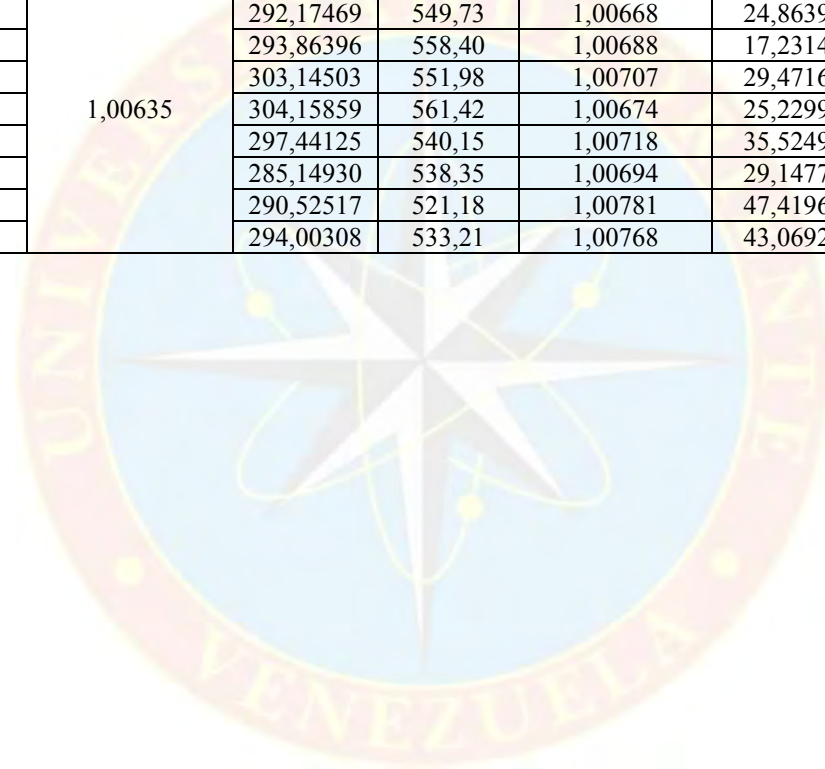
Fecha de Toma de Muestra	Tanque	Rango	Densidad @ 100°F gr/cm <sup>3</sup>	Salinidad		
				Muestra Filtrada, ml	Vol. AgNO <sub>3</sub> , ml	ppm NaCl
29/11/2011	TK-96002	100°F-120°F	1,00928	5,00	15,80	24031,80
06/12/2011	TK-96001	125°F-140°F	1,00859	5,00	15,90	24183,90
23/12/2011	TK-96002	145°F-170°F	1,00148	5,00	9,80	14905,80
11/01/2012	TK-96002	175°F-190°F	1,00635	5,00	13,95	21217,95

**Tabla B.23 Evaporación de las muestras del agua asociada al crudo**

Temp. De Prueba, °F	Vaso Vacío gr	Vaso Lleno gr	Densidad Inicial gr/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final gr	Densidad Final gr/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % m/m	Pérdidas % m/m
100	276,74	575,06	1,00928	295,57705	573,00	1,01279	2,03399	0,68814049	0,74937657
	255,30	547,85		289,86010	545,47	1,01292	2,34964	0,81061265	
105	276,62	565,31		286,03559	563,01	1,01294	2,27062	0,79382366	0,83302228
	280,76	580,01		296,49849	577,39	1,01310	2,58612	0,87222089	
110	276,62	576,61		297,23169	574,48	1,01270	2,10329	0,70762584	0,78874380
	280,75	577,49		294,01157	574,90	1,01271	2,55749	0,86986176	
115	276,63	581,11		301,68041	579,70	1,01246	1,39265	0,46163012	0,66750363
	280,78	572,96		289,49350	570,40	1,01251	2,52837	0,87337715	
120	276,64	564,95		285,65908	562,90	1,01288	2,02393	0,70851301	0,76566848
	280,77	581,26		297,72709	578,78	1,01234	2,44977	0,82282396	
125	276,65	571,71		292,54702	569,78	1,00855	1,91364	0,65413019	0,70071404
	280,76	572,55		289,30487	570,37	1,00834	2,16197	0,74729788	
130	276,66	568,31		289,16606	566,33	1,00904	1,96226	0,67859317	0,79531658
	280,80	573,62		290,32610	570,95	1,00835	2,64789	0,91203999	
135	276,64	570,00		290,86150	568,38	1,00793	1,60725	0,55258412	0,54393568
	280,78	574,29		291,01022	572,72	1,00787	1,55774	0,53528724	
140	267,61	571,01		300,81599	569,06	1,00782	1,93487	0,64320694	0,59738784
	280,74	576,51		293,25097	574,88	1,00774	1,61748	0,55156874	
145	276,60	567,57		290,54000	565,43	1,00180	2,13615	0,73523608	0,70523275
	280,73	573,87		292,70679	571,89	1,00180	1,97644	0,67522943	
150	276,60	572,19	295,15317	570,41	1,00182	1,77677	0,60198109	0,58558349	
	280,74	574,08	292,90650	572,41	1,00169	1,66718	0,56918589		
155	276,60	567,85	290,81959	565,66	1,00176	2,18615	0,75172116	0,77899698	
	280,73	575,83	294,66390	573,45	1,00177	2,37579	0,80627280		
160	276,60	570,81	293,77521	558,89	1,00227	11,89300	4,04833436	4,90189420	
	280,73	573,23	292,06774	556,38	1,00239	16,80982	5,75545404		
165	276,58	566,95	289,94089	546,86	1,00236	20,04270	6,91268465	6,64330565	
	280,72	571,52	290,37025	552,97	1,00227	18,50799	6,37392665		
170	276,60	571,55	294,51412	554,23	1,00199	17,28560	5,86919286	6,30925434	
	280,73	578,38	297,21013	558,27	1,00251	20,05965	6,74931583		

**Tabla B.23 Evaporación de las muestras del agua asociada al crudo (continuación)**

Temp. De Prueba, °F	Vaso Vacío gr	Vaso Lleno gr	Densidad Inicial gr/cm <sup>3</sup>	Vol. Inicial cm <sup>3</sup>	Vaso Final gr	Densidad Final gr/cm <sup>3</sup>	Vol. Perdido cm <sup>3</sup>	Pérdidas % m/m	Pérdidas % m/m
175	276,60	570,06	1,00635	291,60829	537,62	1,00751	32,19819	11,0415900	8,47176203
	280,73	574,76		292,17469	549,73	1,00668	24,86391	8,50994623	
	280,02	575,75		293,86396	558,40	1,00688	17,23145	5,86374982	
180	276,59	581,66		303,14503	551,98	1,00707	29,47164	9,72195903	9,00847867
	280,73	586,82		304,15859	561,42	1,00674	25,22995	8,29499831	
185	276,60	575,93		297,44125	540,15	1,00718	35,52493	11,9435119	11,0827127
	280,74	567,70		285,14930	538,35	1,00694	29,14771	10,2219134	
190	276,60	568,97		290,52517	521,18	1,00781	47,41965	16,3220464	15,4856451
	280,74	576,61		294,00308	533,21	1,00768	43,06923	14,6492439	





**Tabla B.24 Cromatografía de gases del crudo Mery 16**

Yi	Fracción	F. Normal	Peso Molecular		Densidad a 60°F			
			M	Mi*Yi	Gas, Lb/MPCN		Líquido, Lb/gal	
					$\rho_i$	$\rho_i*Y_i$	$\rho_i$	$\rho_i*Y_i$
C1	0,002	0,001517451	16,043	0,024344461	42,28	0,064157815	2,5	0,003793627
C2	0,002	0,001517451	30,07	0,045629742	79,24	0,120242792	2,962	0,004494689
C3	0,1059	0,080349014	44,097	3,543150455	116,2	9,336555387	4,223	0,339313885
n-C4	0,3383	0,256676783	58,124	14,91908134	153,16	39,31261608	4,865	1,248732549
i-C4	0,1183	0,089757208	58,124	5,217047951	153,16	13,74721396	4,686	0,420602276
n-C5	0,333	0,252655539	72,151	18,22934977	190,13	48,03739757	5,251	1,326694234
i-C5	0,3255	0,246965099	72,151	17,81877883	190,13	46,9554742	5,199	1,283971548
n-C6		0	86,178	0	227,09	0	5,526	0
n-C7	0,093	0,070561457	100,205	7,070610774	264,05	18,63175266	5,726	0,404034901
n-C8		0	114,232	0	301,01	0	5,883	0
n-C9		0	128,259	0	337,98	0	6,008	0
n-C10		0	142,286	0	374,94	0	6,112	0
CO2		0	44,01	0	115,97	0	6,88	0
N2		0	28,013	0	89,77	0	6,58	0
H2S		0	34,076	0	73,8	0	5,73	0
$\Sigma$	<b>1,318</b>	<b>1</b>	$\Sigma$	<b>66,86799332</b>	$\Sigma$	<b>176,2054105</b>	$\Sigma$	<b>5,031637709</b>

Fuente: PDVSA INTEVEP, 2005.

**Tabla B.25 Presión de vapor verdadera de las muestras de crudo analizadas del Sistema de Almacenamiento de COMOR**

TK	PVR	A	B	Tlx, °R	Tla, °R	Tln, °R	Pvx, lpca	Pva, lpca	Pvn, lpca
501	2,0979	12,1034	6360,0208	624,3998	608,5381	592,6763	6,8043	5,2177	3,9446
502				624,3998	608,5381	592,6763	6,8043	5,2177	3,9446
801				624,3998	608,5381	592,6763	6,8043	5,2177	3,9446
802				633,6043	613,4183	593,2323	7,88942	5,6701	3,9845
803				626,7930	609,8069	592,8209	7,0741	5,3324	3,9549
804				617,5885	604,9267	592,2649	6,0813	4,9021	3,9153

**Tabla B.26 Temperatura ambiental de Morichal, 2011**

Enero			Febrero			Marzo			Abril		
Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F
1	89°	71°	1	88°	70°	1	89°	70°	1	88°	75°
2	90°	70°	2	89°	68°	2	88°	67°	2	91°	74°
3	90°	67°	3	89°	69°	3	89°	72°	3	90°	73°
4	89°	70°	4	85°	72°	4	89°	74°	4	90°	72°
5	90°	74°	5	89°	71°	5	87°	74°	5	89°	71°
6	80°	72°	6	89°	72°	6	90°	72°	6	89°	74°
7	89°	73°	7	89°	74°	7	89°	71°	7	90°	74°
8	88°	75°	8	88°	72°	8	88°	73°	8	90°	72°
9	87°	73°	9	89°	72°	9	89°	73°	9	90°	72°
10	88°	73°	10	85°	72°	10	87°	73°	10	92°	73°
11	89°	71°	11	87°	74°	11	90°	70°	11	91°	77°
12	86°	74°	12	88°	72°	12	90°	70°	12	87°	75°
13	88°	75°	13	89°	73°	13	87°	71°	13	90°	74°
14	89°	74°	14	88°	73°	14	88°	73°	14	92°	76°
15	89°	74°	15	89°	74°	15	91°	75°	15	91°	75°
16	89°	73°	16	88°	73°	16	89°	73°	16	94°	73°
17	89°	71°	17	88°	72°	17	90°	72°	17	96°	72°
18	88°	73°	18	88°	74°	18	90°	71°	18	94°	72°
19	88°	73°	19	90°	72°	19	91°	72°	19	90°	73°
20	89°	71°	20	89°	71°	20	90°	71°	20	92°	74°
21	89°	73°	21	90°	71°	21	87°	72°	21	91°	74°
22	88°	73°	22	83°	72°	22	86°	73°	22	94°	71°
23	89°	72°	23	86°	74°	23	87°	74°	23	90°	75°
24	88°	72°	24	88°	74°	24	90°	76°	24	90°	74°
25	89°	70°	25	88°	74°	25	89°	76°	25	93°	73°
26	88°	71°	26	88°	75°	26	89°	76°	26	92°	69°
27	86°	72°	27	84°	73°	27	89°	73°	27	93°	75°
28	86°	73°	28	89°	73°	28	91°	72°	28	85°	75°
29	84°	73°	29	-	-	29	91°	74°	29	92°	75°
30	87°	72°	30	-	-	30	90°	76°	30	91°	78°
31	88°	71°	31	-	-	31	90°	74°	31	-	-
<b>P</b>	<b>87,94</b>	<b>72,23</b>	<b>P</b>	<b>87,86</b>	<b>72,36</b>	<b>P</b>	<b>89,03</b>	<b>72,68</b>	<b>P</b>	<b>90,90</b>	<b>73,67</b>

**Tabla B.26 Temperatura ambiental de Morichal, 2011 (continuación)**

Mayo			Junio			Julio			Agosto		
Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F
1	92°	77°	1	90°	76°	1	90°	76°	1	90°	72°
2	92°	76°	2	91°	76°	2	91°	75°	2	93°	78°
3	93°	76°	3	87°	76°	3	91°	75°	3	93°	76°
4	91°	76°	4	89°	75°	4	90°	76°	4	90°	78°
5	88°	77°	5	91°	76°	5	92°	75°	5	92°	76°
6	92°	75°	6	93°	75°	6	89°	74°	6	93°	75°
7	92°	77°	7	93°	78°	7	91°	76°	7	94°	76°
8	91°	76°	8	92°	78°	8	86°	76°	8	95°	75°
9	92°	78°	9	92°	78°	9	92°	76°	9	95°	76°
10	93°	78°	10	93°	77°	10	91°	77°	10	95°	75°
11	92°	78°	11	92°	76°	11	92°	76°	11	96°	76°
12	92°	78°	12	92°	76°	12	92°	77°	12	94°	76°
13	90°	76°	13	93°	77°	13	91°	76°	13	91°	74°
14	94°	78°	14	90°	77°	14	91°	77°	14	93°	75°
15	90°	78°	15	89°	74°	15	92°	75°	15	93°	75°
16	93°	77°	16	92°	76°	16	92°	74°	16	92°	74°
17	92°	76°	17	91°	75°	17	85°	74°	17	94°	76°
18	93°	75°	18	87°	75°	18	87°	74°	18	93°	76°
19	86°	74°	19	91°	76°	19	92°	75°	19	94°	77°
20	92°	75°	20	89°	75°	20	91°	76°	20	95°	76°
21	93°	76°	21	88°	70°	21	92°	76°	21	92°	75°
22	95°	77°	22	81°	75°	22	94°	76°	22	95°	75°
23	92°	77°	23	90°	77°	23	93°	78°	23	94°	76°
24	94°	76°	24	90°	77°	24	92°	76°	24	90°	75°
25	88°	76°	25	87°	72°	25	92°	76°	25	87°	74°
26	93°	78°	26	89°	73°	26	90°	75°	26	95°	73°
27	90°	75°	27	90°	76°	27	90°	74°	27	96°	73°
28	92°	74°	28	89°	76°	28	92°	75°	28	93°	73°
29	90°	76°	29	84°	75°	29	92°	77°	29	91°	76°
30	91°	76°	30	90°	76°	30	91°	75°	30	93°	75°
31	92°	75°	31	-	-	31	95°	74°	31	91°	76°
<b>P</b>	<b>91,61</b>	<b>76,35</b>	<b>P</b>	<b>89,83</b>	<b>75,63</b>	<b>P</b>	<b>91,00</b>	<b>75,55</b>	<b>P</b>	<b>92,97</b>	<b>75,26</b>

**Tabla B.26 Temperatura ambiental de Morichal, 2011 (continuación)**

Septiembre			Octubre			Noviembre			Diciembre		
Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F	Día	Alta, °F	Baja, °F
1	94°	76°	1	94°	76°	1	89°	76°	1	92°	73°
2	95°	75°	2	85°	73°	2	89°	76°	2	89°	74°
3	96°	74°	3	90°	76°	3	91°	76°	3	82°	73°
4	96°	74°	4	88°	75°	4	93°	76°	4	90°	74°
5	95°	74°	5	82°	75°	5	92°	76°	5	89°	74°
6	92°	76°	6	87°	75°	6	93°	77°	6	91°	73°
7	93°	76°	7	92°	78°	7	88°	76°	7	85°	74°
8	94°	77°	8	92°	76°	8	92°	75°	8	91°	73°
9	94°	75°	9	94°	76°	9	90°	76°	9	88°	72°
10	92°	76°	10	93°	77°	10	91°	76°	10	90°	74°
11	90°	75°	11	94°	77°	11	91°	76°	11	91°	75°
12	94°	74°	12	93°	76°	12	90°	75°	12	93°	76°
13	88°	74°	13	88°	74°	13	84°	76°	13	92°	76°
14	93°	73°	14	90°	74°	14	86°	74°	14	92°	74°
15	89°	73°	15	90°	75°	15	91°	73°	15	93°	74°
16	92°	74°	16	94°	74°	16	92°	73°	16	92°	74°
17	92°	75°	17	89°	74°	17	87°	74°	17	92°	72°
18	93°	76°	18	92°	75°	18	90°	73°	18	91°	72°
19	93°	76°	19	88°	75°	19	89°	73°	19	89°	73°
20	95°	76°	20	94°	74°	20	91°	72°	20	91°	73°
21	90°	76°	21	93°	73°	21	92°	73°	21	89°	76°
22	89°	76°	22	95°	72°	22	92°	74°	22	85°	76°
23	91°	73°	23	94°	72°	23	85°	75°	23	90°	77°
24	93°	75°	24	93°	73°	24	82°	75°	24	90°	74°
25	93°	77°	25	92°	73°	25	88°	74°	25	91°	73°
26	94°	76°	26	92°	74°	26	93°	73°	26	91°	72°
27	96°	74°	27	91°	75°	27	88°	75°	27	83°	75°
28	96°	74°	28	89°	74°	28	93°	75°	28	90°	75°
29	94°	76°	29	91°	74°	29	87°	77°	29	90°	76°
30	93°	76°	30	92°	75°	30	86°	75°	30	88°	56°
31	-	-	31	93°	74°	31	-	-	31	89°	74°
<b>P</b>	<b>92,97</b>	<b>75,07</b>	<b>P</b>	<b>91,10</b>	<b>74,65</b>	<b>P</b>	<b>89,50</b>	<b>74,83</b>	<b>P</b>	<b>89,65</b>	<b>73,45</b>

Fuente: <http://www.accuweather.com/es/ve/morichal/355049/weather-forecast/>.

**Tabla B.27 Recibos de crudo Merrey 16 en los tanques del Sistema de Almacenamiento de COMOR, durante el 2011**

Mes	TK	501	502	801	802	803	804
	Enero		2.150.955	1.258.273	2.342.690	2.236.057	2.304.934
Febrero		4.279.947	1.170.894	2.239.542	2.114.848	2.186.021	1.832.214
Marzo		8.530.217	1.058.474	2.464.412	2.333.881	2.412.880	2.011.766
Abril		17.029.111	0	1.602.014	1.490.108	1.555.441	1.174.881
Mayo		34.052.979	10.806	1.622.184	1.519.672	1.568.568	1.170.735
Junio		68.079.393	928.801	626.186	566.283	613.987	420.408
Julio		136.136.057	850.812	525.562	479.173	509.763	370.813
Agosto		272.260.700	968.050	535.848	504.193	526.119	408.130
Septiembre		544.493.068	347.628	902.610	877.675	891.254	790.863
Octubre		1.088.959.792	377.463	1.354.798	1.255.048	1.330.629	970.912
Noviembre		2.177.915.495	418.140	1.195.008	1.112.396	1.149.652	896.899
Diciembre		4.355.800.890	813.511	1.684.672	1.565.263	1.649.445	1.275.107
<b>Total, bls/año</b>		<b>8.547.763</b>	<b>8.202.852</b>	<b>17.095.526</b>	<b>16.054.597</b>	<b>16.698.693</b>	<b>13.269.592</b>
<b>Total, pies/año</b>		<b>6.137</b>	<b>5.889</b>	<b>10.158</b>	<b>9.480</b>	<b>9.891</b>	<b>7.857</b>

Fuente: Bases de datos del CENTINELA, Módulos OLEO y AICO.

**Tabla B.28 Pérdidas por evaporación del crudo Merrey 16 por tanque, según la Norma API MPMS Cap. 19.1**

TK	Pérdidas por Evaporación				Caudal Bl/año	Pérdida % v/v
	Lb/año	Lb/día	Bl/año	Bl/día		
<b>501</b>	831.013,62	2.276,7496	4.183,09	11,4605	8.547.763	0,04893789
<b>502</b>	825.937,30	2.262,8419	4.157,54	11,3905	8.202.852	0,050684104
<b>801</b>	1.573.561,46	4.311,1273	7.920,88	21,7010	21.184.063	0,037390737
<b>802</b>	1.700.779,63	4.659,6702	8.561,26	23,4555	18.453.868	0,04639276
<b>803</b>	1.315.027,27	3.602,8144	6.619,49	18,1356	13.472.026	0,049135051
<b>804</b>	1.032.342,67	2.828,3361	5.196,53	14,2371	10.788.138	0,048168925
<b>Total</b>	<b>7.278.661,95</b>	<b>19.941,5396</b>	<b>36.638,79</b>	<b>100,3802</b>	<b>80.648.710</b>	<b>0,0454301</b>

**Tabla B.29 Pérdidas por evaporación del crudo Merex 16 por tanque,  
según el Programa TANKS (Versión 4.0.9D)**

TK	Pérdidas por Evaporación				Caudal Bl/año	Pérdida % v/v
	Lb/año	Lb/día	Bl/año	Bl/día		
501	946.403,84	2.592,8872	4.763,94	13,0519	8.547.763	0,05573315
502	929.774,50	2.547,3274	4.680,23	12,8225	8.202.852	0,057056132
801	1.730.026,25	4.739,7980	8.708,48	23,8588	21.184.063	0,04110863
802	1.829.328,21	5.011,8581	9.208,34	25,2283	18.453.868	0,049899224
803	1.424.020,65	3.901,4265	7.168,13	19,6387	13.472.026	0,053207511
804	1.142.755,21	3.130,8362	5.752,32	15,7598	10.788.138	0,053320754
<b>Total</b>	<b>8.002.308,67</b>	<b>21.924,1333</b>	<b>40.281,43</b>	<b>110,3601</b>	<b>80.648.710</b>	<b>0,049946774</b>

**Tabla B.30 Pérdidas por evaporación del crudo Merex 16 por tanque en el  
Sistema de Almacenamiento de COMOR, según las pruebas de calentamiento**

TK	Caudal (Recibo)		Pérdidas por Evaporación		
	Bl/año	%	%	Bl/año	Bl/día
501	8.547.763	10,60	11,62	87.543	239,84
502	8.202.852	10,17	11,48	86.498	236,98
801	21.184.063	26,27	21,62	162.847	446,16
802	18.453.868	22,88	23,11	174.103	477,00
803	13.472.026	16,70	17,93	135.067	370,05
804	10.788.138	13,38	14,23	107.202	293,70
<b>Total</b>	<b>80.648.710</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>753.259</b>	<b>2.063,72</b>



**APÉNDICE C**

**FIGURAS**



**Figura C.1 Tanque de almacenamiento 55.001**



**Figura C.2 Tanque de almacenamiento 55.002**





**Figura C.3 Tanque de almacenamiento 80.001**



**Figura C.4 Tanque de almacenamiento 80.002**



**Figura C.5 Tanque de almacenamiento 80.003**



**Figura C.6 Tanque de almacenamiento 80.004**



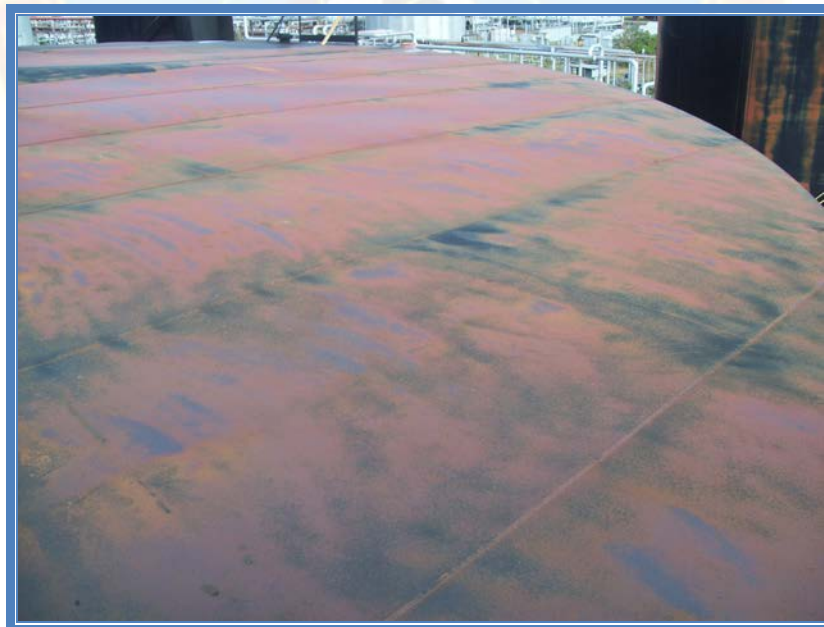
**Figura C.7 Techo del tanque de almacenamiento 55.001**



**Figura C.8 Perforaciones en el techo del tanque de almacenamiento 55.001**



**Figura C.9 Perforaciones en el techo del tanque de almacenamiento 55.001**



**Figura C.10 Techo del tanque de almacenamiento 55.002**



**Figura C.11 Plataforma del aforador del tanque de almacenamiento 80.002**



**Figura C.12 Perforaciones en el techo del tanque de almacenamiento 80.003**



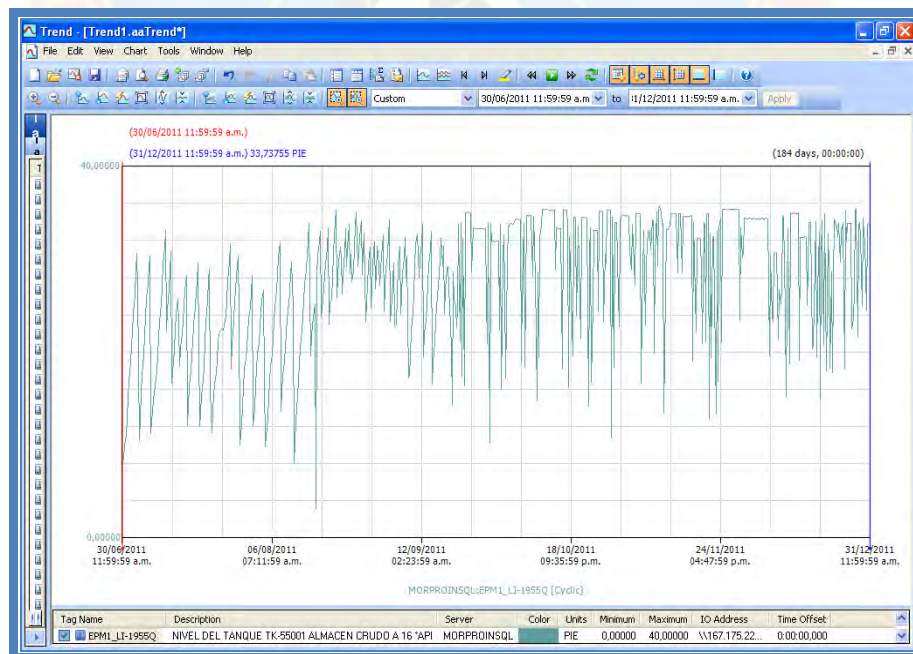
**Figura C.13 Entrada hombre del tanque de almacenamiento 80.004**



**Figura C.14 Respirador tipo hongo del tanque de almacenamiento 80.004**

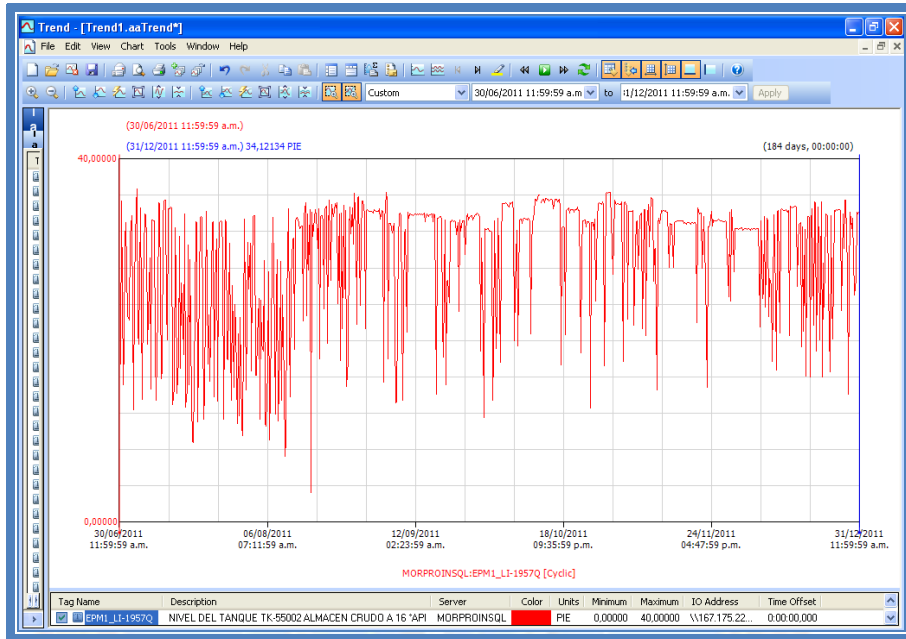


**Figura C.15 Boca de aforo del tanque de almacenamiento 80.004**



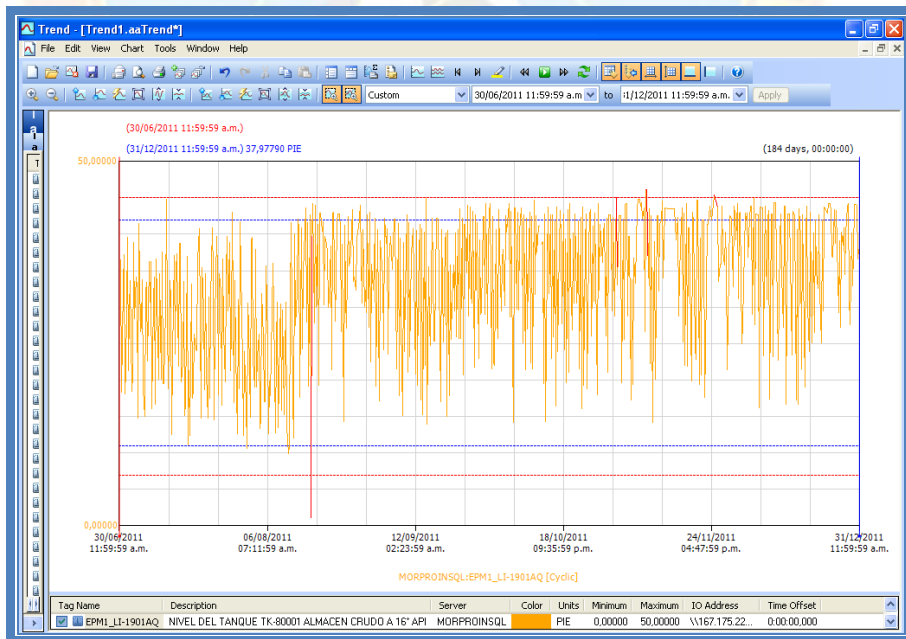
**Figura C.16 Nivel del tanque TK-501**

**Fuente: Registro del Trend.**



**Figura C.17 Nivel del tanque TK-502**

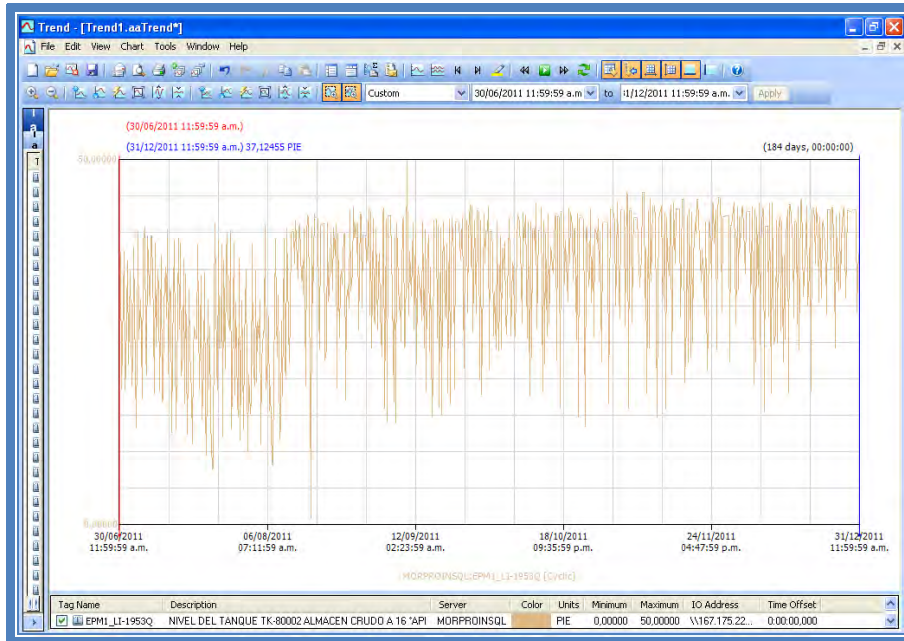
**Fuente: Registro del Trend.**



**Figura C.18 Nivel del tanque TK-801**

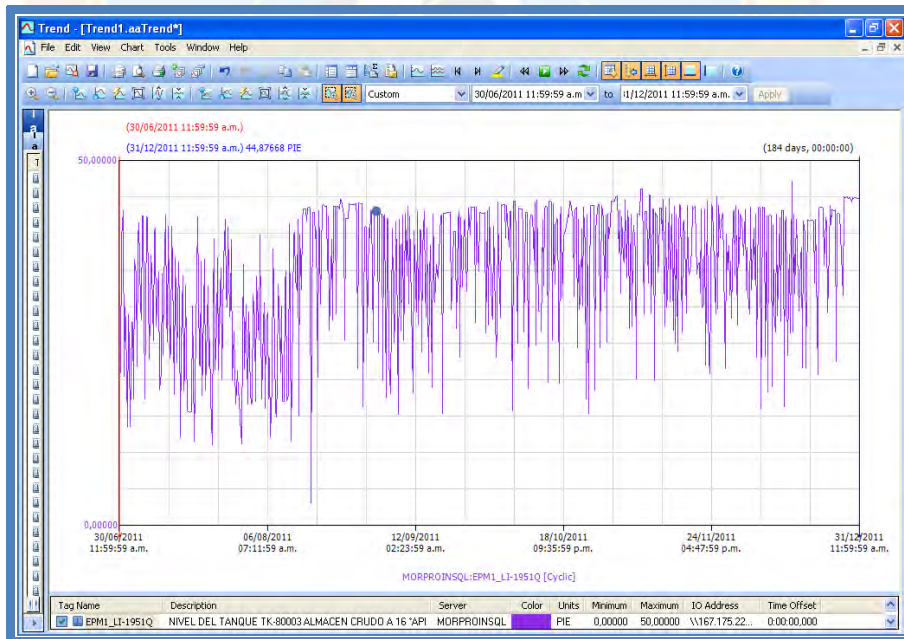
**Fuente: Registro del Trend.**





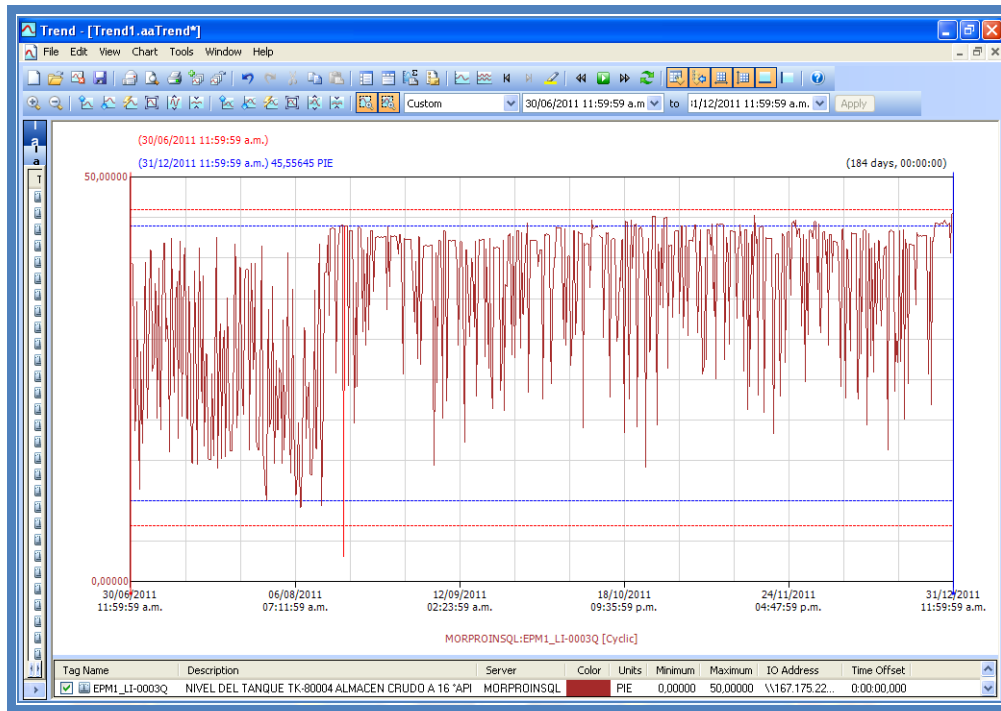
**Figura C.19 Nivel del tanque TK-802**

**Fuente: Registro del Trend.**



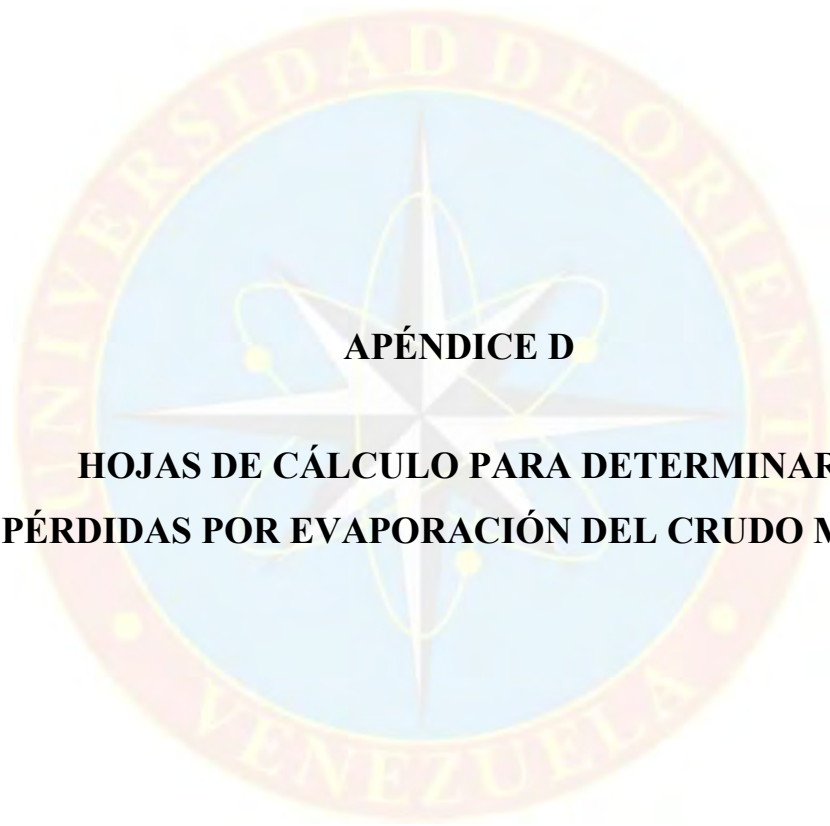
**Figura C.20 Nivel del tanque TK-803**

**Fuente: Registro del Trend.**



**Figura C.21 Nivel del tanque TK-804**

**Fuente: Registro del Trend.**



**APÉNDICE D**

**HOJAS DE CÁLCULO PARA DETERMINAR  
LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DEL CRUDO MEREY 16**



**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO  
 EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 55.001 (501)  
 Condición del Tanque: Superficies oxidadas, y perforadas producto de la corrosión  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	100
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	40
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	35,67855
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	20,70286976
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	1,214791771
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	3,644375312
Pendiente del techo cónico, Sr	0,072887506
<b>Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)</b>	
	20,51192301
<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, Tax (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, Tan (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, Taa (°R)	542,005
Temperatura del líquido, Tb (°R)	634,67
<b>Absortancia solar de la superficie del tanque, α</b>	
	0,75
<b>Insolación total, I</b>	
	2471
<b>Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R)</b>	
	608,538075
<b>Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (psia)</b>	
	5,217689539
<b>Factor de Saturación del Vapor Ventando, Ks</b>	
	0,149872979
<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, Pbx (psig)	0,03
Presión operacional mínima del respiradero, Pbn (psig)	-0,03
Rango de presión operacional del respiradero, ΔPb (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, ΔTv (°R)	63,447
Temperatura máxima de la superficie del líquido, Tlx (°R)	624,399825
Temperatura mínima de la superficie del líquido, Tln (°R)	592,676325
Presión de vapor verdadera @ Tlx, Pvx (psia)	6,804276929
Presión de vapor verdadera @ Tln, Pvn (psia)	3,944598067
Rango de presión del vapor verdadera, ΔPv (psi)	2,859678862
Presión atmosférica, Pa (psia)	14,69



Continuación de Hoja de Cálculo TK-501

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, Ke (1/día)</b>	0,410033796
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, Mv (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, Tv (°R)	575,364
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, Wv (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,056508488
<b>PERDIDAS PERMANENTES, Ls (lb/año)</b>	204195,3294
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del liquido, ΣHq (pie/año)	6136,550528
Caudal, Q (bl/año)	8547763
<b>Caudal Neto de Perdida por Trabajo, Vq (pie<sup>3</sup>/año)</b>	48196355,14
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	213,9770152
<b>Factor de Movimiento, Kn</b>	0,306868641
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, Kc</b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, Po (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, Kb</b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, Lw (lb/año)</b>	626818,2861
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	831013,62
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	2276,7496
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	4183,0948
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	11,460534



**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO  
 EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 55.002 (502)  
 Condición del Tanque: Superficies oxidadas, y perforadas producto de la corrosión  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	100
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	40
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	36,75165
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	21,97993568
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	1,193345979
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	3,580037936
Pendiente del techo cónico, Sr	0,071600759

Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)	19,2139113
--	------------

<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, Tax (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, Tan (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, Taa (°R)	542,005
Temperatura del líquido, Tb (°R)	634,67

Absortancia solar de la superficie del tanque, $\alpha$	0,75
Insolación total, I	2471

Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R)	608,538075
Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (psia)	5,217689539

Factor de Saturación del Vapor Venteado, Ks	0,158394065
---	-------------

<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, Pbx (psig)	0,03
Presión operacional mínima del respiradero, Pbn (psig)	-0,03
Rango de presión operacional del respiradero, $\Delta P_b$ (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, $\Delta T_v$ (°R)	63,447
Temperatura máxima de la superficie del líquido, Tlx (°R)	624,399825
Temperatura mínima de la superficie del líquido, Tln (°R)	592,676325
Presión de vapor verdadera @ Tlx, Pvx (psia)	6,804276929
Presión de vapor verdadera @ Tln, Pvn (psia)	3,944598067
Rango de presión del vapor verdadera, $\Delta P_v$ (psi)	2,859678862
Presión atmosférica, Pa (psia)	14,57



Continuación de Hoja de Cálculo TK-502

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, Ke (1/día)</b>	0,410033796
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, Mv (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, Tv (°R)	575,364
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, Wv (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,056508488
<b>PERDIDAS PERMANENTES, Ls (lb/año)</b>	202148,6164
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del liquido, ΣHq (pie/año)	5888,782576
Caudal, Q (bl/año)	8202852
<b>Caudal Neto de Pérdida por Trabajo, Vq (pie<sup>3</sup>/año)</b>	46250390,2
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	197,9312938
<b>Factor de Movimiento, Kn</b>	0,318234412
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, Kc</b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, Po (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, Kb</b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, Lw (lb/año)</b>	623788,6855
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	825937,3
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	2262,8419
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	4157,542
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	11,390526

**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO**  
**EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 80.001 (801)  
 Condición del Tanque: Superficies oxidadas, y perforadas producto de la corrosión  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	110
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	48
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	46,19443
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	23,4807067
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	1,370651684
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	4,111955051
Pendiente del techo cónico, Sr	0,074762819

Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)	25,88994499
--	-------------

<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, T <sub>ax</sub> (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, T <sub>an</sub> (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, T <sub>aa</sub> (°R)	542,005
Temperatura del líquido, T <sub>b</sub> (°R)	634,67

Absortancia solar de la superficie del tanque, $\alpha$	0,75
Insolación total, I	2471

Temperatura promedio de la superficie del líquido, T <sub>la</sub> (°R)	608,538075
Presión de vapor verdadera @ T <sub>la</sub> , P <sub>va</sub> (psia)	5,217689539

Factor de Saturación del Vapor Venteador, K <sub>s</sub>	0,122555901
--	-------------

<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, P <sub>bx</sub> (psig)	0,001
Presión operacional mínima del respiradero, P <sub>bn</sub> (psig)	-0,001
Rango de presión operacional del respiradero, $\Delta P_b$ (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, $\Delta T_v$ (°R)	63,447
Temperatura máxima de la superficie del líquido, T <sub>lx</sub> (°R)	624,399825
Temperatura mínima de la superficie del líquido, T <sub>ln</sub> (°R)	592,676325
Presión de vapor verdadera @ T <sub>lx</sub> , P <sub>vx</sub> (psia)	6,804276929
Presión de vapor verdadera @ T <sub>ln</sub> , P <sub>vn</sub> (psia)	3,944598067
Rango de presión del vapor verdadera, $\Delta P_v$ (psi)	2,859678862
Presión atmosférica, P <sub>a</sub> (psia)	14,7





Continuación de Hoja de Cálculo TK-801

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, Kc (1/día)</b>	0,410033796
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, Mv (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, Tv (°R)	575,364
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, Wv (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,056508488
<b>PERDIDAS PERMANENTES, Ls (lb/año)</b>	255015,6373
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del liquido, ΣHq (pie/año)	12587,48059
Caudal, Q (bl/año)	21184063
<b>Caudal Neto de Pérdida por Trabajo, Vq (pie<sup>3</sup>/año)</b>	119622828
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	321,1548321
<b>Factor de Movimiento, Kn</b>	0,260079554
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, Kc</b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, Po (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, Kb</b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, Lw (lb/año)</b>	1318545,825
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	1573561,5
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	4311,1273
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	7920,8772
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	21,701033



**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO  
 EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 80.002(802)  
 Condición del Tanque: Superficies perforadas producto de la corrosión  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	110
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	48,08333
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	49,916
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	33,87326123
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	0,892589434
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	2,677768303
Pendiente del techo cónico, Sr	0,048686696
<b>Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)</b>	
	25,1006582
<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, Tax (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, Tan (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, Taa (°R)	542,005
Temperatura del líquido, Tb (°R)	634,67
<b>Absortancia solar de la superficie del tanque, α</b>	
	1
<b>Insolación total, I</b>	
	2471
<b>Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R)</b>	
	613,4183
<b>Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (psia)</b>	
	5,670079205
<b>Factor de Saturación del Vapor Ventead, ks</b>	
	0,117053472
<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, Pbx (psig)	0,03
Presión operacional mínima del respiradero, Pbn (psig)	-0,03
Rango de presión operacional del respiradero, ΔPb (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, ΔTv (°R)	80,744
Temperatura máxima de la superficie del líquido, Tlx (°R)	633,6043
Temperatura mínima de la superficie del líquido, Tln (°R)	593,2323
Presión de vapor verdadera @ Tlx, Pvx (psia)	7,889418217
Presión de vapor verdadera @ Tln, Pvn (psia)	3,98446932
Rango de presión del vapor verdadera, ΔPv (psi)	3,904948896
Presión atmosférica, Pa (psia)	14,7



Continuación de Hoja de Cálculo TK-802

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, Kc (1/día)</b>	0,570391799
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, Mv (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, Tv (°R)	580,306
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, Wv (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,060884985
<b>PERDIDAS PERMANENTES, Ls (lb/año)</b>	353932,9537
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del liquido, ΣHq (pie/año)	10896,96434
Caudal, Q (bl/año)	18453868
<b>Caudal Neto de Perdida por Trabajo, Vq (pie<sup>3</sup>/año)</b>	103557314,9
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	253,9137929
<b>Factor de Movimiento, Kn</b>	0,284817003
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, Kc</b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, Po (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, Kb</b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, Lw (lb/año)</b>	1346846,681
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	1700779,6
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	4659,6702
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	8561,2586
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	23,455503



**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO  
 EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 80.003 (803)  
 Condición del Tanque: Superficies oxidadas y pintura deteriorada  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	110
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	46,58333
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	47,15798
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	25,66106781
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	1,311544965
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	3,934634895
Pendiente del techo cónico, Sr	0,071538816

Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)	22,23380715
--	-------------

<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, Tax (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, Tan (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, Taa (°R)	542,005
Temperatura del líquido, Tb (°R)	634,67

Absortancia solar de la superficie del tanque, $\alpha$	0,815
Insolación total, I	2471

Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R)	609,8069335
Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (psia)	5,332399366

Factor de Saturación del Vapor Ventoso, Ks	0,137293697
--	-------------

<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, Pbx (psig)	0,001
Presión operacional mínima del respiradero, Pbn (psig)	-0,003
Rango de presión operacional del respiradero, $\Delta P_b$ (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, $\Delta T_v$ (°R)	67,94422
Temperatura máxima de la superficie del líquido, Tlx (°R)	626,7929885
Temperatura mínima de la superficie del líquido, Tln (°R)	592,8208785
Presión de vapor verdadera @ Tlx, Pvx (psia)	7,074111958
Presión de vapor verdadera @ Tln, Pvn (psia)	3,954933226
Rango de presión del vapor verdadera, $\Delta P_v$ (psi)	3,119178732
Presión atmosférica, Pa (psia)	14,7



Continuación de Hoja de Cálculo TK-803

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, K<sub>e</sub> (1/día)</b>	0,449080369
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, M <sub>v</sub> (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, T <sub>v</sub> (°R)	576,64892
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, W<sub>v</sub> (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,057622132
<b>PERDIDAS PERMANENTES, L<sub>s</sub> (lb/año)</b>	273997,0859
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del líquido, ΣH <sub>q</sub> (pie/año)	7980,145858
Caudal, Q (bl/año)	13472026
<b>Caudal Neto de Pérdida por Trabajo, V<sub>q</sub> (pie<sup>3</sup>/año)</b>	75837862
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	198,7188065
<b>Factor de Movimiento, K<sub>n</sub></b>	0,317633757
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, K<sub>c</sub></b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, P <sub>o</sub> (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, K<sub>b</sub></b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, L<sub>w</sub> (lb/año)</b>	1041030,179
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	1315027,3
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	3602,8144
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	6619,4869
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	18,135581



**CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN DE CRUDO  
 EN TANQUES ATMOSFÉRICOS (SOBRETERRA Y VERTICALES)**

Fecha: 09/04/2012  
 Nombre de Tanque: 80.004 (804)  
 Condición del Tanque: Superficies oxidadas y pintura deteriorada  
 Ubicación del Tanque: COMOR  
 Realizado por: Willians A. Cabeza M.

<b>Características del Tanque</b>	
Diámetro del tanque, D (pie)	110
Altura de la pared del tanque, Hs (pie)	46,5
Altura máxima del líquido, Hlx (pie)	45,55645
Altura mínima del líquido, Hln (pie)	7
Altura promedio del líquido, Hl (pie)	26,01956371
Tipo de techo (plano, conico, domo)	conico
Altura equivalente del techo, Hro (pie)	1,184108187
Altura del techo del tanque, Hr (pie)	3,552324561
Pendiente del techo cónico, Sr	0,064587719

Altura del Espacio de Vapor, Hvo (pie)	21,66454447
--	-------------

<b>Condiciones de Temperatura</b>	
Temperatura ambiente máxima, Tmax (°F)	90,36
Temperatura ambiente máxima, Tax (°R)	550,03
Temperatura ambiente mínima, Tmin (°F)	74,31
Temperatura ambiente mínima, Tan (°R)	533,98
Temperatura ambiente promedio, Taa (°R)	542,005
Temperatura del líquido, Tb (°R)	634,67

Absortancia solar de la superficie del tanque, $\alpha$	0,565
Insolación total, I	2471

Temperatura promedio de la superficie del líquido, Tla (°R)	604,9267085
Presión de vapor verdadera @ Tla, Pva (psia)	4,902087588

Factor de Saturación del Vapor Ventoso, Ks	0,150859616
--	-------------

<b>Condiciones de Presión</b>	
Presión operacional máxima del respiradero, Pbx (psig)	0,03
Presión operacional mínima del respiradero, Pbn (psig)	-0,03
Rango de presión operacional del respiradero, $\Delta P_b$ (psi)	0
Rango de la temperatura del vapor, $\Delta T_v$ (°R)	50,64722
Temperatura máxima de la superficie del líquido, Tlx (°R)	617,5885135
Temperatura mínima de la superficie del líquido, Tln (°R)	592,2649035
Presión de vapor verdadera @ Tlx, Pvx (psia)	6,081267943
Presión de vapor verdadera @ Tln, Pvn (psia)	3,915302831
Rango de presión del vapor verdadera, $\Delta P_v$ (psi)	2,165965112
Presión atmosférica, Pa (psia)	14,7



Continuación de Hoja de Cálculo TK-804

<b>Factor de Expansión del Espacio de Vapor, Ke (1/día)</b>	0,307761041
<b>Características del Vapor</b>	
Peso molecular del vapor, Mv (lb/lbmol)	66,868
Temperatura del vapor, Tv (°R)	571,70692
Constante de los gases ideales, R (psia*pie <sup>3</sup> /(lbmol*°R))	10,731
<b>Densidad del Vapor, Wv (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	0,053430072
<b>PERDIDAS PERMANENTES, Ls (lb/año)</b>	186418,9571
<b>Caudal Asociado</b>	
Sumatoria anual de los incrementos del nivel del liquido, ΣHq (pie/año)	6387,691451
Caudal, Q (bl/año)	10788138
<b>Caudal Neto de Perdida por Trabajo, Vq (pie<sup>3</sup>/año)</b>	60704261,72
<b>Movimientos Operacionales</b>	
Tasa de movimiento, N (movimientos/año)	165,671151
<b>Factor de Movimiento, Kn</b>	0,347748284
<b>Tipo de Producto Almacenado</b>	
Petróleo (crudo, refinado)	crudo
<b>Factor del Producto, Kc</b>	0,75
<b>Presión Operacional Promedio del Respiradero</b>	
Presión operacional normal, Po (psig)	0
<b>Factor de corrección de la Configuración del Respiradero, Kb</b>	1
<b>PERDIDAS POR TRABAJO, Lw (lb/año)</b>	845923,7095
<b>PERDIDAS TOTALES, LT (lb/año)</b>	1032342,7
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (lb/día)</b>	2828,3361
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/año)</b>	5196,5301
<b>PÉRDIDAS TOTALES, LT (bl/día)</b>	14,237069



**APÉNDICE E**

**ESCENARIOS PROPUESTOS  
Y ESTIMACIONES DE COSTOS**





**PDVSA**  
DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA DEL ORINOCO  
DIVISIÓN CARABOBO  
SUPTCIA. DE INGENIERÍA DE COSTOS

SCIP-ING-DIVF-01-N-2011

USO DE NO. DE COSTOS  
No. DE CONTROL

**SOLICITUD DE ESTIMADOS DE COSTOS**

(1) TITULO: EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR EVAPORACION EN SISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL AREA DE EXTRAPESADO , DISTRITO MORICHAL

(2) DESCRIPCIÓN / ALCANCE RESUMIDO DEL PROYECTO (Anexar documentación existente):  
SE PLANTEAN CUATRO ESCENARIOS PARA MEJORAR LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO, PARA PRESENTAR LA MEJOR PROPUESTA

ID PROYECTO: \_\_\_\_\_ AREA: \_\_\_\_\_ N° DE EXPEDIENTE: \_\_\_\_\_

(3) UNIDAD REQUIRIENTE

(3.1) GERENCIA/ SPTCIA: COORDINACION OPERACIONAL (3.3) PROCESO N° \_\_\_\_\_  
(3.2) COORD. PROYECTO: \_\_\_\_\_ (3.4) CONTRATO N°: \_\_\_\_\_

(4) AUTORIZADOS:

	NOMBRE Y APELLIDO	INDICADOR:	EXT:	FIRMA
CONTRATADOR O ADMINISTRADOR:	WILLIANS CABEZA	CABEZAWA	43062	
LIDER DEL PROYECTO:				
GTE. DE CONTRATACIÓN / SUPERVISOR:	MAURO DI NUNZIO	DI NUNZIOMN	43062	
CUENTA MAYOR	ORDEN INTERNA			CENTRO DE COSTOS

(5) FECHAS DE COMPROMISOS: SOLO PARA SOLICITUD DE PRESUPUESTO BASE (PB)

FECHA DE REUNION ACLARATORIA: \_\_\_\_\_ LUGAR DE REUNION ACLARATORIA: \_\_\_\_\_ FECHA DE APERTURA ECONOMICA: \_\_\_\_\_ LUGAR DE APERTURA ECONOMICA: \_\_\_\_\_

(6) TIPO DE SERVICIO

ESTIMADOS PRESUPUESTARIOS:

CLASE V  (X)  
CLASE IV  ( )  
CLASE III  ( )  
CLASE II  ( )

OTROS  ( )

ESTIMADOS DE COSTOS:

CLASIFICACION FINANCIERA  ( )  
PRESUPUESTO BASE  ( )  
REVISION DE OFERTA  ( )  
ANALISIS ECONOMICO  ( )  
CAMBIO DE ALCANCE  ( ) INDICAR: CF  ( ) PB  ( ) RO  ( )  
AJUSTE  ( ) INDICAR: LABOR  ( ) INFLACION  ( )

(7) TIPO DE ACTIVIDAD:

OBRA/PROYECTO  ( )  
SERV. PROFESIONAL  ( )

(8) CONTR. COLECT.:

PETROLERO  ( )  
CONSTRUCCION  ( )  
L.O.T.  ( )  
OTRO  ( )

(9) DOCUMENTOS PRESENTADOS:

CONSTRUCCION:

PLANOS  ( )  
COMPUTOS METRICOS  ( )  
MEDICION Y FORMA DE PAGO  ( )  
ESPECIFICACIONES  ( )  
ANEXO "A"  ( ) "B"  ( ) "C"  ( )  
OTROS  ( )

SERVICIOS PROFESIONALES:

LISTADO DE DOCUMENTOS  ( )  
H-V DOCUMENTOS  ( )  
GASTOS REEMBOLSABLES  ( )  
ESTUDIOS ESPECIALES  ( )  
ORGANIZACION  ( )  
OTROS  ( )

OTROS:

ING. CONCEPTUAL  ( )  
ING. BASICA  ( )  
OFERTAS  ( )  
ESTIMADO DE COSTO I  ( )  
LISTA DE MATERIAL  ( )

(10) N° DE PARTIDAS:

CIVIL \_\_\_\_\_  
MECANICA \_\_\_\_\_  
ELECTRICIDAD \_\_\_\_\_  
INSTRUMENTACION \_\_\_\_\_  
ARQUITECTURA \_\_\_\_\_  
GENERAL \_\_\_\_\_  
TOTALES \_\_\_\_\_

(11) MODALIDAD DE SELECCION

CONCURSO ABIERTO ACTO UNICO  ( )  
CONCURSO ABIERTO APERTURA DIFERIDA  ( )  
CONCURSO ABIERTO ACTOS SEPARADOS  ( )

CONCURSO CERRADO ACTO UNICO  ( )  
CONTRATACION DIRECTA  ( )  
CONSULTA DE PRECIOS  ( )

(12) COMISION DE CONTRATACION:

GRUPO INTERNO  ( )  
MENOR  ( )  
MAYOR  ( )  
OTRA  ( )  
INDIQUE: \_\_\_\_\_

(13) RECIBIDO POR ANALISTA DE PYG:

(14) RECIBIDO POR INGENIERO Y/O ANALISTA:

(16) COMENTARIOS:

*Arnoldo Zamallo*

HORA: 02:43pm

HORA: \_\_\_\_\_





**PDVSA**

**DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO  
DIVISIÓN CARABOBO - DISTRITO MORICHAL  
SUPERINTENDENCIA DE INGENIERIA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS**

**DESCRIPCION : "EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR  
EVAPORACION EN SISTEMAS DE PROCESAMIENTO Y  
ALMACENAMIENTO DEL AREA EXTRAPESADO, DISTRITO  
MORICHAL"**

## **ESTIMADO DE COSTOS CLASE V**

FECHA: 24/05/2011



**PDVSA**

SUPERINTENDENCIA  
DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DISTRITO MORICHAL-DIVISIÓN CARABOBO

## MEMORANDUM



### PDVSA

DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO  
DIVISIÓN CARABOBO – DISTRITO MORICHAL  
SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

Para: Coordinación Operacional

De: Superintendencia de Ingeniería de Costos / Departamento de Estimaciones de Obras y Servicios

Fecha: 24/ 05/ 2012

Asunto: Estimado de Costos Clase V "EVALUACIÓN DE LAS PERDIDAS DE CRUDO DILUIDO POR EVAPORACIÓN EN ESISTEMA DE PROCESAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DEL ÁREA EXTRAPESADO , DISTRITO MORICHAL "

Se anexa el Estimado de Costos Clase V del proyecto mencionado en el asunto. Este proyecto propone realizar actividades mecánicas y de instrumentación.

La Base de costos es constante a Mayo 2012 y a una tasa cambiaria de 4.30 Bs.F/\$, basándose en lineamientos PDVSA, de acuerdo al plan de ejecución.

Esta clasificación tiene una probabilidad de desviación propia para estimados Clase V.

Para cualquier información adicional, favor comunicarse a la extensión 43223



Ing. Carlos Lanz  
Supte. (E) Estimación Obras y Servicios



**PDVSA**  
E Y P DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO

SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

FORMULARIO

FORMATO DE ENTREGA

**HOJA DE CERTIFICACIÓN DE ESTIMADO**  
ESTIMADO DE COSTOS CLASE V

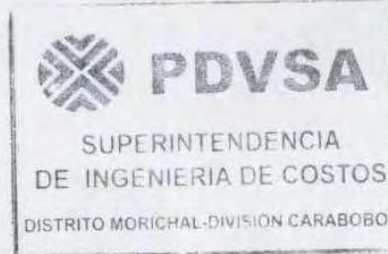
FECHA: 24/05/2011

PRE-CONTRATO:

ESCENARIO #1

REALIZADO POR: CARLOS LANZ

SUPTE. (E) ESTIMACIÓN DE COSTOS



**TOTAL: Bs.F. 1.076.012,89**

**Tabla E.1 Partidas parciales del Escenario 1**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
6	Unid.	Válvula de alivio para tanques de crudo, tipo alivio/vacío, material del cuerpo acero al carbono, diseño de extremos bridados, diámetro de la válvula 4pulg, rango de vacío de la válvula 0,5on/pulg2, material de los internos acero inoxidable 316SS, material diafragma del asiento teflón, tipo de acoples bridado ANSI 150RF, norma y grado del cuerpo ASTM A 216WCB, rango de presión de la válvula 4,5on/pulg2, servicio gas.	38.000,00	228.000,00	Código SAP: 964769  Precio SAP: 15.200,00 Bs
6	Unid.	Arresta llamas o apagallamas a prueba de deflagraciones, dispositivo de final de línea, diámetro del equipo 4pulg.	-	-	No especificado
4	Mt.	Tubería de 4pulg de diámetro, especificación de línea AA1, clase 150 RF – acero al carbono, ASME B 31.3. Sch STD. ASTM A53-B TIPO E, API 5L-B PSL 1 extremo biselado sin costura o con costura EWR.	-	-	-
6	Unid.	Bridas de 4pulg de diámetro. WN cuello soldado fabricación ASME B 16,5. Clase 150 RF, A105, acabado 125-200 AARH.	-	-	-
16	Unid.	Perno o esparrago (5/8)x(3-1/2) para brida de cuello de 4pulg, ASA 150, ASTM A193-B7 con dos tuercas hexagonales pesadas ASTM A194-2H, rosca UNC.	-	-	-



**PDVSA**  
E Y P DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO  
SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

FORMULARIO

FORMATO DE ENTREGA

**HOJA DE CERTIFICACIÓN DE ESTIMADO**  
ESTIMADO DE COSTOS CLASE V

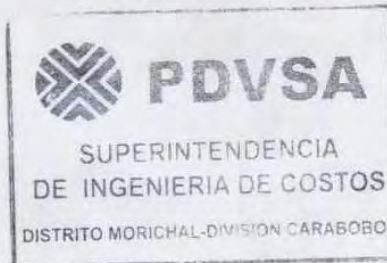
FECHA: 24/05/2011

PRE-CONTRATO:

ESCENARIO # 2

REALIZADO POR: CARLOS LANZ

SUPTE. (E) ESTIMACIÓN DE COSTOS



**TOTAL: Bs.F. 8.642.380,52**

**Tabla E.2 Partidas parciales del Escenario 2**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
<b>2</b>	Unid.	Suministro de techo flotante interno con todos sus componentes para los tanques TK-501 y TK-502, COMOR: Diámetro interno: 100pies. Altura de la pared del tanque: 40pies. Capacidad de almacenamiento: 56Mbls. Servicio: almacenamiento de crudo (Merey 16).	1.114.851,29	2.229.702,59	Realizar las pruebas de calidad necesarias.
<b>4</b>	Unid.	Suministro de techo flotante interno con todos sus componentes para los tanques TK-801, TK-802, TK-803 y TK-804, COMOR: Diámetro interno: 110pies. Altura de la pared del tanque: 46,5-48pies. Capacidad de almacenamiento: 80Mbls. Servicio: almacenamiento de crudo (Merey 16).	1.348.970,06	5.395.880,26	Realizar las pruebas de calidad necesarias.





**PDVSA**  
E Y P DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO

SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

FORMULARIO

FORMATO DE ENTREGA

**HOJA DE CERTIFICACIÓN DE ESTIMADO**  
ESTIMADO DE COSTOS CLASE V

FECHA: 24/05/2011

PRE-CONTRATO:

ESCENARIO # 3

REALIZADO POR: CARLOS LANZ

SUPTE. (E) ESTIMACIÓN DE COSTOS



**TOTAL: Bs.F. 3.320.090,28**



**Tabla E.3 Partidas parciales del Escenario 3**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
<b>1</b>	Unid.	Unidad de recuperación de vapores para tanques de almacenamiento de petróleo, con capacidad para 50MPCD.	202.917,00	202.917,00	El costo unitario incluye precio del equipo y de instalación. Precio de Natural Gas STAR de 2003: \$ 39.000,00
<b>6</b>	Unid.	Válvula de alivio para tanques de crudo, tipo alivio/vacío, material del cuerpo acero al carbono, diseño de extremos bridados, diámetro de la válvula 4pulg, rango de vacío de la válvula 0,5on/pulg2, material de los internos acero inoxidable 316SS, material diafragma del asiento teflón, tipo de acoples bridado ANSI 150RF, norma y grado del cuerpo ASTM A 216WCB, rango de presión de la válvula 4,5on/pulg2, servicio gas.	38.000,00	228.000,00	Código SAP: 964769  Precio SAP: 15.200,00 Bs
<b>1</b>	Unid.	Arresta llamas o apagallamas contra detonaciones, dispositivo en línea, diámetro del equipo 6pulg.	-	-	No especificado
<b>538</b>	Mt.	Tubería de 4pulg de diámetro, especificación de línea AA1, clase 150 RF – acero al carbono, ASME B 31.3. Sch STD. ASTM A53-B TIPO E, API 5L-B PSL 1 extremo biselado sin costura o con costura EWR.	-	-	-
<b>270</b>	Mt.	Tubería de 6pulg de diámetro, especificación de línea AA1, clase 150 RF – acero al carbono, ASME B 31.3. Sch STD. ASTM A53-B TIPO E, API 5L-B PSL 1 extremo biselado sin costura o con costura EWR.	-	-	-
<b>100</b>	Mt.	Tubing de 1/2pulg de diámetro, para gas.	-	-	Tubing no especificado. Conexiones y accesorios no incluidos.
<b>52</b>	Unid.	Bridas de 4pulg de diámetro. WN cuello soldado fabricación ASME B 16,5. Clase 150 RF, A105, acabado 125-200 AARH.	-	-	-

**Tabla E.3 Partidas parciales del Escenario 3 (continuación)**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
6	Unid.	Bridas de 6pulg de diámetro. WN cuello soldado fabricación ASME B 16.5. Clase 150 RF, A105, acabado 125-200 AARH.	-	-	-
20	Unid.	Codo 90° RL de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
10	Unid.	Codo 45° RL de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
4	Unid.	Codo 45° RL de 6pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
1	Unid.	Tee recta de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
5	Unid.	Tee reductora de 4pulgx6pulg, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
2	Unid.	Tapón (Cap) de 6pulg, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
416	Unid.	Perno o esparrago (5/8)x(3-1/2) para brida de cuello de 4pulg, ASA 150, ASTM A193-B7 con dos tuercas hexagonales pesadas ASTM A194-2H, rosca UNC.	-	-	-
48	Unid.	Perno o esparrago (3/4)x(3-3/4) para brida de cuello de 6pulg, ASA 150, ASTM A193-B7 con dos tuercas hexagonales pesadas ASTM A194-2H, rosca UNC.	-	-	-
6	Unid.	Válvula tipo compuerta de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
1	Unid.	Válvula tipo compuerta de 6pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
7	Unid.	Válvula de globo de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-

**Tabla E.3 Partidas parciales del Escenario 3 (continuación)**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
1	Unid.	Válvula lift check de 1/2pulg de diámetro. Clase 800#, SW, cuerpo ASTM A105 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
8	Unid.	Válvula swing check de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
6		Instrumentación: presión, flujo, temperatura.	-	-	No especificados





**PDVSA**  
E Y P DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO

SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS  
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

FORMULARIO

FORMATO DE ENTREGA

**HOJA DE CERTIFICACIÓN DE ESTIMADO**  
ESTIMADO DE COSTOS CLASE V

FECHA: 24/05/2011

PRE-CONTRATO:

ESCENARIO # 4

REALIZADO POR: CARLOS LANZ

SUPTE. (E) ESTIMACIÓN DE COSTOS



**TOTAL: Bs.F. 5.558.067,26**

**Tabla E.4 Partidas parciales del Escenario 4**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
<b>1</b>	Unid.	Mechurrio, control de llama por gas piloto y purga, combustible gas combustible, tipo auto-soportado, longitud 128pies, diámetro 10pulg, temperatura máxima promedio 250°F, presión máxima disponible 4psig.	481.100.00	481.100.00	Código SAP: 882353 Precio SAP: 283.300,00 Bs Precio de Mercado 2010: 167.310,00 Bs Preferiblemente uno de 6pulg de diámetro o con 35MPCD de capacidad.
<b>6</b>	Unid.	Válvula de alivio para tanques de crudo, tipo alivio/vacío, material del cuerpo acero al carbono, diseño de extremos bridados, diámetro de la válvula 4pulg, rango de vacío de la válvula 0,5on/pulg2, material de los internos acero inoxidable 316SS, material diafragma del asiento teflón, tipo de acoples bridado ANSI 150RF, norma y grado del cuerpo ASTM A 216WCB, rango de presión de la válvula 4,5on/pulg2, servicio gas.	38.000,00	228.000,00	Código SAP: 964769  Precio SAP: 15.200,00 Bs
<b>1</b>	Unid.	Arresta llamas o apagallamas contra detonaciones, dispositivo en línea, diámetro del equipo 6pulg.	-	-	No especificado
<b>430</b>	Mt.	Tubería de 4pulg de diámetro, especificación de línea AA1, clase 150 RF – acero al carbono, ASME B 31.3. Sch STD. ASTM A53-B TIPO E, API 5L-B PSL 1 extremo biselado sin costura o con costura EWR.	-	-	-
<b>466</b>	Mt.	Tubería de 6pulg de diámetro, especificación de línea AA1, clase 150 RF – acero al carbono, ASME B 31.3. Sch STD. ASTM A53-B TIPO E, API 5L-B PSL 1 extremo biselado sin costura o con costura EWR.	-	-	-
<b>50</b>	Unid.	Bridas de 4pulg de diámetro. WN cuello soldado fabricación ASME B 16.5. Clase 150 RF, A105, acabado 125-200 AARH.	-	-	-

**Tabla E.4 Partidas parciales del Escenario 4 (continuación)**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
6	Unid.	Bridas de 6pulg de diámetro. WN cuello soldado fabricación ASME B 16.5. Clase 150 RF, A105, acabado 125-200 AARH.	-	-	-
18	Unid.	Codo 90° RL de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
8	Unid.	Codo 45° RL de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
8	Unid.	Codo 45° RL de 6pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
1	Unid.	Tee recta de 4pulg de diámetro, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
5	Unid.	Tee reductora de 4pulgx6pulg, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
2	Unid.	Tapón (Cap) de 6pulg, extremo soldado, ASME B16.9. ASTM A 234 Gr. WPB, sin costura.	-	-	-
400	Unid.	Perno o esparrago (5/8)x(3-1/2) para brida de cuello de 4pulg, ASA 150, ASTM A193-B7 con dos tuercas hexagonales pesadas ASTM A194-2H, rosca UNC.	-	-	-
48	Unid.	Perno o esparrago (3/4)x(3-3/4) para brida de cuello de 6pulg, ASA 150, ASTM A193-B7 con dos tuercas hexagonales pesadas ASTM A194-2H, rosca UNC.	-	-	-
6	Unid.	Válvula tipo compuerta de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
1	Unid.	Válvula tipo compuerta de 6pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
6	Unid.	Válvula de globo de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-

**Tabla E.4 Partidas parciales del Escenario 4 (continuación)**

<b>Cant.</b>	<b>Unid.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Unitario, Bs</b>	<b>Costo Total, Bs</b>	<b>Observaciones</b>
7	Unid.	Válvula swing check de 4pulg de diámetro. Clase 150#, RF, cuerpo ASTM A216 WCB 13% CR asientos endurecidos.	-	-	-
6		Instrumentación: presión, flujo, temperatura.	-	-	No especificados



## HOJA DE METADATOS

### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

<b>Título</b>	<b>Evaluación de las Pérdidas por Evaporación de Crudo Diluido por Evaporación en el Sistema de Procesamiento y Almacenamiento del Área Extrapesados, Distrito Morichal</b>
<b>Subtítulo</b>	

**Autor(es):**

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
Cabeza M., Willians A.	<b>CVLAC</b>	20.311.410
	<b>e-mail</b>	willianscabeza@hotmail.com

**Palabras o frases claves:**

Pérdidas por evaporación
Crudo Merrey 16
Procesamiento
Almacenamiento
Distrito Morichal



## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA (CIENCIAS APLICADAS)	PETRÓLEO

### Resumen (Abstract):

El uso de tratamientos térmicos es fundamental en el procesamiento de crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, en especial para el Distrito Morichal; pero si no se cuenta con sistemas en óptimas condiciones se pueden incurrir en pérdidas considerables tanto energética como económicamente. Tal inquietud conllevó al estudio de las condiciones del sistema de procesamiento y almacenamiento del área extrapesado del distrito, para determinar las pérdidas por evaporación del crudo Merey 16. A partir de pruebas de laboratorio donde se sometió al crudo diluido a un calentamiento (simulando las condiciones de almacenamiento) se detectó que el sistema de almacenamiento de COMOR presenta 0,934 %V/V de pérdidas anuales, obteniendo tal porcentaje mediante la corrección de las mermas por un balance de masa; dichas pérdidas fueron comparadas con las resultantes a partir de la norma API 19.1 y el programa TANKS, las cuales no se adaptaron a las pérdidas estimadas en campo (0,905 %). Bajo las condiciones actuales, el 0,934 %V/V es equivalente a 756.259 Bls y 234,18 MMBs con respecto a la corriente de 80.648.710 Bls Brutos procesados durante el 2011; por lo cual se propusieron diversos escenarios que permita minimizar las pérdidas; lo que permitió concluir que: las condiciones actuales del sistema de procesamiento y almacenamiento del área de extrapesado no son las idóneas para el tratamiento del crudo húmedo diluido, el efecto de la falta de mantenimiento en los diferentes equipos de COMOR acarrearán pérdidas significativas, y las causas de las pérdidas del crudo Merey 16 por evaporación se deben a los mecanismos de pérdidas y las condiciones operacionales.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. MSc. Vega, Rubén	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	10.100.632
	<b>e-mail</b>	rvegas@udo.edu.ve
	<b>e-mail</b>	
Ing. García, María	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	15.510.689
	<b>e-mail</b>	mariacgarcial@hotmail.com
	<b>e-mail</b>	
Ing. MSc. Castillo C., Luis	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	13.773.520
	<b>e-mail</b>	lcastillo@udo.edu.ve
	<b>e-mail</b>	
Ing. Cañizales, Fernando	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	5.978.843
	<b>e-mail</b>	feralcag@gmail.com
	<b>e-mail</b>	

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	07	31

**Lenguaje:** spa

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

### Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis	Willians Cabeza

### Alcance:

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

---

### Nivel Asociado con el trabajo:

Ingeniería

---

### Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

---

### Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

---

---

# Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

**JUAN A. BOLANOS CUNELE**  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

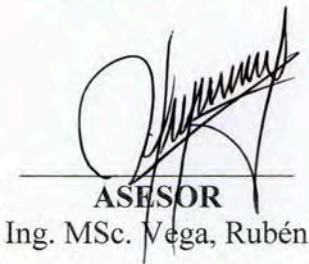
### Derechos:

**Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009):** “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



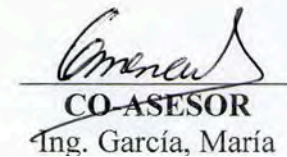
AUTOR

Cabeza, Willians



ASESOR

Ing. MSc. Vega, Rubén



CO-ASESOR

Ing. García, María

