

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



**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DESCARGA DE LA MEZCLA
PENTANO/GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE
FRACCIONAMIENTO Y DESPACHO JOSE, PDVSA**

Realizado por:

KRIZIA SILVANELA LAZZARINI GUERRA

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

INGENIERO QUÍMICO

Puerto La Cruz, marzo de 2009

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



**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DESCARGA DE LA MEZCLA
PENTANO/GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE
FRACCIONAMIENTO Y DESPACHO JOSE, PDVSA**

ASESORES

Ing. Químico Luis Moreno

Asesor Académico

Ing. Mecánico Leonardo Hidalgo

Asesor Industrial

Puerto La Cruz, marzo de 2009

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



**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DESCARGA DE LA MEZCLA
PENTANO/GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE
FRACCIONAMIENTO Y DESPACHO JOSE, PDVSA**

JURADO

Ing. Químico Luis Moreno
Asesor Académico

Ing. Químico Alexis Cova
Jurado Principal

Ing. Químico Osvaldo Ochoa
Jurado Principal

Puerto La Cruz, marzo de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajo de grado:

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

DEDICATORIA

A mi gran Dios le dedico esta meta lograda, por ser Él quien me dio las fuerzas en todo momento y siempre estuvo a mi lado orientándome.

A mi madre Francelia, a quien admiro por la gran fortaleza que posee y a quien agradezco todos los días por su gran amor, su apoyo incondicional y por haber sido padre y madre para mí, en estos últimos años.

A mi padre Marino, aunque no esté físicamente conmigo compartiendo este logro, sé que en cualquier lugar donde se encuentre está observándome y continúa brindándome amor y mucha fuerza para avanzar.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la fe, fortaleza y confianza necesaria para avanzar día a día y poder cumplir con este gran sueño.

A mi madre Francelia, por todo el amor y apoyo brindado cada día de mi vida y porque pese a todas las dificultades que se te presentaron, tuviste el coraje y la fortaleza necesaria para permitirme ser una profesional hoy en día.

A mi padre Marino, por todo el amor que pudiste brindarme y por haberme inculcado los valores de confianza, fortaleza, perseverancia y superación en toda circunstancia.

A mis tíos y primos, en especial a mi tío Argenis por toda su ayuda brindada, su constante atención y su apoyo.

A la familia Villarroel, la familia López y la familia Moreno, por haberme acogido en su hogar durante mi estadía en esta ciudad y permitirme ser otro miembro más de su familia.

A aquellos amigos que han estado conmigo incondicionalmente desde el primer semestre, como lo son Mago, César, Josef, Franklin, Joauris, Zoraida, Macadan, Francisco y Zulivis, gracias por enseñarme lo que es una verdadera amistad, por todo el apoyo y cariño que me han regalado desde el primer día que los conocí y por los momentos maravillosos que he compartido con ustedes.

A aquellos amigos que fueron apareciendo a medida que transcurría mi estancia en la universidad, como lo son Manuel, Alex, Néstor, Freddy, Jurka, Virginia y Hugo, por aportar su granito de arena en la consecución de esta meta.

A Yuri, Gabriela y Carlos, por regalarme una de las más hermosas amistades que he conocido y por el apoyo y cariño especial que me han brindado en todo momento a pesar del poco tiempo que llevamos conociéndonos.

A la Universidad de Oriente, por darme la oportunidad de formarme profesionalmente y personalmente.

A PDVSA, por darme la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida en sus instalaciones, en especial al personal de la Gerencia Técnica de la Planta de Fraccionamiento JOSE, por su apoyo y colaboración ofrecida cada vez que la necesitaba.

A mi asesor académico, el profesor Luis Moreno y al Ing. Robert Montoya, por la orientación y ayuda prestada para la realización de este proyecto.

A todos ustedes y a aquellos que no mencioné pero que igualmente intervinieron en esta etapa de mi vida, MUCHAS GRACIAS.

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como finalidad evaluar el sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose. Para lograr esto, se estudió el sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural, se aplicaron las normas del Instituto Americano de Petróleo (API) y del Ministerio de Energía y Minas pertinentes para el cálculo de volumen total despachado, así como también se recolectaron datos de nivel, temperatura, presión y gravedad API del líquido contenido en los recipientes de almacenamiento de la planta y del buque involucrados en cada cargamento durante un período de seis meses, para obtener los volúmenes totales despachados por la planta y cargados por el buque, analizar cada una de las deficiencias producidas en el proceso de despacho y determinar las posibles causas que influyen en las diferencias de volumen tierra-buque; encontrándose que los factores de mayor incidencia en las incongruencias volumétricas existentes fueron: el toma muestra ubicado en el fondo de la boca de aforo del tanque D9.80919 con un 0,22% de diferencia, la omisión de la corrección del volumen obtenido por el buque con el factor de experiencia (VEF) con un 0,09% y la vaporización parcial de la corriente líquida de pentano almacenada en el interior de las esferas con un 0,077% de diferencia. Para disminuir las diferencias volumétricas existentes entre tierra y buque se plantearon dos propuestas a las cuales se les realizó un estudio técnico y económico preliminar, determinándose que se requiere una inversión total de capital de 527.601 Bs F para lograr la instalación del medidor tipo coriolis que permita atenuar las diferencias de volumen en un 96%.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xxii
CAPÍTULO I	26
INTRODUCCIÓN	26
1.1.- Presentación de la empresa	26
1.2.- Planteamiento del problema	29
1.3.- Objetivos	32
1.3.1.- Objetivo General	32
1.3.2.- Objetivos Específicos	32
CAPÍTULO II	34
MARCO TEÓRICO	34
2.1.- Antecedentes	34
2.2.- Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.....	35
2.2.1.- Proceso de fraccionamiento	36

2.2.2.- Proceso de refrigeración.....	38
2.2.3.- Almacenamiento y despacho.....	39
2.2.4.- Terminal marino.....	40
2.3.- Volumen de mezcla pentano/gasolina natural transferido desde tierra hasta el buque.....	41
2.3.1.- Corriente de pentano	41
2.3.2.- Corriente de Gasolina Natural.....	42
2.3.3.- Tanque atmosférico	43
2.3.4.- Esfera presurizada	44
2.3.5.- Aforo	45
2.3.6.- Calibración de tanques	48
2.3.7.- Cálculo de cantidades de productos líquidos del petróleo en reposo	51
2.4.- Equilibrio líquido-vapor.....	58
2.4.1.- Formulación del equilibrio líquido-vapor utilizando el método Gama-Fi ($\gamma_i-\Phi_i$).....	59
2.5.- Sistema de control de procesos	62
2.5.1.- Medidores de nivel.....	63
2.5.2.- Medidores de temperatura.....	64
2.5.3.- Medidores de flujo	64
2.6.- Balance de masa	66
2.7.- Simulación de procesos.....	66
2.8.- Estimación de costos	69

2.8.1.- Costos clase V	69
2.8.2.- Costos clase IV.....	70
2.8.3.- Costos clase III.....	70
2.8.4.- Costos clase II	71
2.8.5.- Estimado de costos o presupuesto base de licitación	71
CAPÍTULO III	73
DESARROLLO DEL PROYECTO	73
3.1.- Sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.....	73
3.1.1.- Equipos mayores del sistema	76
3.1.2.- Filosofía de control del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural.....	77
3.2.- Seguimiento al proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural desde tierra hasta el buque	81
3.2.1.- Certificado de calidad del pentano y la gasolina natural.....	83
3.2.2.- Empaque de la línea 12''-CA-80990A de carga de la mezcla pentano/gasolina natural desde almacenamiento hasta el muelle	84
3.2.3.- Aforo de los recipientes de almacenamiento de pentano y gasolina natural de la planta	85
3.2.4.- Transferencia de la mezcla pentano/gasolina natural desde los recipientes de almacenamiento de la planta hasta los tanques del buque en el Terminal Marino	88
3.2.5.- Obtención del volumen de mezcla pentano/gasolina natural despachado en tierra.....	89

3.2.6.- Aforo de los tanques de carga del buque.....	98
3.2.7.- Obtención del volumen de mezcla pentano/gasolina natural cargado por el buque	99
3.3.- Factores que inciden en las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque	102
3.3.1.- Aplicación del GESGAS	102
3.3.2.- Gravedad API del cargamento	108
3.3.3.- Formación de vapores en las esferas de pentano.....	114
3.3.4.- Apertura de la válvula de 3/4'' que interconecta la línea de descarga de la bomba D3-80949A y la línea de ACCRO (Tren D) de recibo de los tanques de gasolina.....	121
3.3.4.1.- Realización del esquema de la interconexión.....	122
3.3.4.2.- Datos utilizados para la simulación	124
3.3.4.3.- Procedimiento para introducir los datos iniciales en las simulaciones	125
3.4.- Propuesta de opciones que disminuyan las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque	129
3.4.1.- Implantación de un lazo de control que permita la transferencia del pentano durante todo el cargamento	129
3.4.2.- Instalación de medidor en línea tipo coriolis en la tubería 12''-CA- 80990A de carga de la mezcla pentano/gasolina natural	132
3.5.- Estudio económico preliminar de las propuestas planteadas para minimizar las diferencias volumétricas tierra-buque	134
CAPÍTULO IV	133
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	133

4.1.- Discusión de resultados.....	133
4.1.1.- Sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.....	133
4.1.2.- Seguimiento al proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural desde tierra hasta el buque	139
4.1.3.- Factores que inciden en las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque	146
4.1.4.- Selección de la mejor opción técnico-económica que minimice las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural existentes entre tierra y buque	157
4.2.- Conclusiones	162
4.3.- Recomendaciones.....	163
BIBLIOGRAFÍA.....	164
APÉNDICE	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	245

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 2.1	Corriente de pentano proveniente de fraccionamiento	13
Tabla 2.2	Corriente de gasolina proveniente de fraccionamiento	13
Tabla 2.3	Número de tomas de temperatura según el nivel del tanque	16
Tabla 2.4	Coefficiente lineal de expansión	20
Tabla 3.1	Descripción de los principales equipos del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural	36
Tabla 3.2	Cargamentos de pentano/gasolina natural estudiados	41
Tabla 3.3	Temperatura, nivel, presión y gravedad API de los recipientes de almacenamiento de la planta obtenidos por aforo para el primer cargamento	45
Tabla 3.4	Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde el tanque D9.80919	48
Tabla 3.5	Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde la esfera D9.80911	49
Tabla 3.6	Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde la esfera D9.80920	50
Tabla 3.7	Nivel y temperatura de los tanques del buque Overseas Ambermar obtenidos por aforo para el primer cargamento	53
Tabla 3.8	Factores determinados para el cálculo del volumen cargado al buque Overseas Ambermar	54

Tabla 3.9	Comparación de los volúmenes calculados de forma manual y con el sistema GESGAS con los volúmenes cargados por el buque de los primeros nueve cargamentos estudiados	55
Tabla 3.10	Comparación de los volúmenes calculados de forma manual y con el sistema GESGAS con los volúmenes cargados por el buque de los siete últimos cargamentos estudiados	58
Tabla 3.11	Cantidad de tanques de carga de cada buque y forma de llenado de los mismos	60
Tabla 3.12	Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Troitsk correspondiente al cargamento 11	61
Tabla 3.13	Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Stena Concord correspondiente al cargamento 12	62
Tabla 3.14	Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Mare Caribbean correspondiente al cargamento 16	62
Tabla 3.15	Contantes de Antoine de cada especie de la mezcla	63
Tabla 3.16	Variables obtenidas para determinar la masa de vapor formada al final de la carga de la esfera D9.80911 en el primer cargamento	67
Tabla 3.17	Variables para determinar el volumen real transferido desde la esfera D9.80920 en el primer cargamento	67
Tabla 3.18	Datos operacionales utilizados para las simulaciones realizadas en HYSYS y PIPEPHASE	70
Tabla 3.19	Costos necesarios para la materialización del lazo de control	84
Tabla 3.20	Costos necesarios para la instalación del medidor tipo coriolis	85
Tabla 4.1	Desviaciones encontradas entre las cifras reportadas manualmente y con el sistema GESGAS en tierra y las cifras reportadas por el buque para los 9 primeros cargamentos	94

Tabla 4.2	Desviaciones encontradas entre las cifras reportadas manualmente y con el sistema GESGAS en tierra y las cifras reportadas por el buque para los 7 cargamentos restantes	96
Tabla 4.3	Desviaciones encontradas entre el volumen total determinando considerando la formación de vapor en las esferas de pentano y el volumen calculado por el buque para cada cargamento	98
Tabla 4.4	Porcentajes de diferencia de los posibles factores que originan las diferencias volumétricas tierra-buque	102
Tabla D.1	Datos recolectados para el cargamento 2 del buque FR8 Endurance	125
Tabla D.2	Datos recolectados para el cargamento 3 del buque Mare Caribbean	125
Tabla D.3	Datos recolectados para el cargamento 4 del buque FR8 Adria	126
Tabla D.4	Datos recolectados para el cargamento 5 del buque Elka Delos	126
Tabla D.5	Datos recolectados para el cargamento 6 del buque St. Johannis	127
Tabla D.6	Datos recolectados para el cargamento 7 del buque DL Colmos	127
Tabla D.7	Datos recolectados para el cargamento 8 del buque Agisilaos	128
Tabla D.8	Datos recolectados para el cargamento 9 del buque British Serenity	128
Tabla D.9	Datos recolectados para el cargamento 10 del buque Tosca	129
Tabla D.10	Datos recolectados para el cargamento 11 del buque Troitsk	129
Tabla D.11	Datos recolectados para el cargamento 12 del buque Stena Concord	130

Tabla D.12	Datos recolectados para el cargamento 13 del buque Stena Concord	130
Tabla D.13	Datos recolectados para el cargamento 14 del buque Mount Victoria	131
Tabla D.14	Datos recolectados para el cargamento 15 del buque Stena Conquest	131
Tabla D.15	Datos recolectados para el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	132
Tabla F.1	Factores obtenidos para el cargamento 2 del buque FR8 Endurance	151
Tabla F.2	Factores obtenidos para el cargamento 3 del buque Mare Caribbean	151
Tabla F.3	Factores obtenidos para el cargamento 4 del buque FR8 Adria	152
Tabla F.4	Factores obtenidos para el cargamento 5 del buque Elka Delos	152
Tabla F.5	Factores obtenidos para el cargamento 6 del buque St. Johannis	153
Tabla F.6	Factores obtenidos para el cargamento 7 del buque DL Colmos	153
Tabla F.7	Factores obtenidos para el cargamento 8 del buque Agisilaos	154
Tabla F.8	Factores obtenidos para el cargamento 9 del buque British Serenity	154
Tabla F.9	Factores obtenidos para el cargamento 10 del buque Tosca	155
Tabla F.10	Factores obtenidos para el cargamento 11 del buque Troitsk	155
Tabla F.11	Factores obtenidos para el cargamento 12 del buque Stena Concord	156

Tabla F.12	Factores obtenidos para el cargamento 13 del buque Stena Concord	156
Tabla F.13	Factores obtenidos para el cargamento 14 del buque Mount Victoria	157
Tabla F.14	Factores obtenidos para el cargamento 15 del buque Stena Conquest	157
Tabla F.15	Factores obtenidos para el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	158
Tabla G.1	Factores obtenidos para el cargamento 2 del buque FR8 Endurance	160
Tabla G.2	Factores obtenidos para el cargamento 3 del buque Mare Caribbean	160
Tabla G.3	Factores obtenidos para el cargamento 4 del buque FR8 Adria	160
Tabla G.4	Factores obtenidos para el cargamento 5 del buque Elka Delos	161
Tabla G.5	Factores obtenidos para el cargamento 6 del buque St. Johannis	161
Tabla G.6	Factores obtenidos para el cargamento 7 del buque DL Colmos	161
Tabla G.7	Factores obtenidos para el cargamento 8 del buque Agisilaos	162
Tabla G.8	Factores obtenidos para el cargamento 9 del buque British Serenity	162
Tabla G.9	Factores obtenidos para el cargamento 10 del buque Tosca	162
Tabla G.10	Factores obtenidos para el cargamento 11 del buque Troitsk	163
Tabla G.11	Factores obtenidos para el cargamento 12 del buque Stena Concord	163

Tabla G.12	Factores obtenidos para el cargamento 13 del buque Stena Concord	163
Tabla G.13	Factores obtenidos para el cargamento 14 del buque Mount Victoria	164
Tabla G.14	Factores obtenidos para el cargamento 15 del buque Stena Conquest	164
Tabla G.15	Factores obtenidos para el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	164
Tabla H.1	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 2 del buque FR8 Endurance	166
Tabla H.2	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 2 del buque FR8 Endurance	166
Tabla H.3	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 3 del buque Mare Caribbean	166
Tabla H.4	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 4 del buque FR8 Adria	167
Tabla H.5	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 5 del buque Elka Delos	167
Tabla H.6	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 5 del buque Elka Delos	167
Tabla H.7	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 5 del buque Elka Delos	168
Tabla H.8	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 6 del buque St. Johannis	168
Tabla H.9	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 6 del buque St. Johannis	168
Tabla H.10	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 7 del buque DL Colmos	169

Tabla H.11	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 7 del buque DL Colmos	169
Tabla H.12	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 8 del buque Agisilaos	169
Tabla H.13	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 8 del buque Agisilaos	170
Tabla H.14	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 9 del buque British Serenity	170
Tabla H.15	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 10 del buque Tosca	170
Tabla H.16	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 10 del buque Tosca	171
Tabla H.17	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 11 del buque Troitsk	171
Tabla H.18	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 12 del buque Stena Concord	171
Tabla H.19	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 13 del buque Stena Concord	172
Tabla H.20	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 14 del buque Mount Victoria	172
Tabla H.21	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 15 del buque Stena Conquest	172
Tabla H.22	Volumen real transferido por la esfera D9-80911 en el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	173
Tabla H.23	Volumen real transferido por la esfera D9-80920 en el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	173

LISTA DE FIGURAS

	Pág.	
Figura 1.1	Ubicación geográfica del Complejo Criogénico de Oriente	2
Figura 1.2	Diagrama general de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose	3
Figura 2.1	Planta de Fraccionamiento, Almacenamiento y Despacho Jose	8
Figura 2.2	Esquema del proceso de fraccionamiento de LGN	9
Figura 2.3	Recipientes de almacenamiento	11
Figura 2.4	Muelle del Terminal Marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose	12
Figura 2.5	Tanque atmosférico de techo flotante	14
Figura 2.6	Esfera presurizada	15
Figura 2.7	Medidor de nivel por radar	27
Figura 2.8	Medidor de orificio	28
Figura 2.9	Partes de un medidor coriolis	29
Figura 3.1	Esquema del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural	35
Figura 3.2	Esquemático de los tanques de gasolina	37
Figura 3.3	Esquemático de las esferas de pentano	38
Figura 3.4	Esquemático de los brazos cargadores del muelle 8	39
Figura 3.5	Factores y volumen neto transferido desde el tanque D9.80919 obtenido mediante el sistema GESGAS	50

Figura 3.6	Factores y volumen neto transferido desde la esfera D9.80911 obtenido mediante el sistema GESGAS	50
Figura 3.7	Factores y volumen neto transferido desde la esfera D9.80920 obtenido mediante el sistema GESGAS	51
Figura 3.8	Valores iniciales del tanque de gasolina D9.80908	55
Figura 3.9	Valores finales del tanque de gasolina D9.80908	56
Figura 3.10	Valores iniciales de la esfera de pentano D9.80911	56
Figura 3.11	Valores finales de la esfera de pentano D9.80911	57
Figura 3.12	Esquema de la interconexión entre la línea de descarga de la bomba 49A y la línea de recibo de los tanques de gasolina	68
Figura 3.13	Ventana donde se visualizan las propiedades del fluido	70
Figura 3.14	Configuración del sistema de tuberías estudiado	71
Figura 3.15	Esquema de lazo de control implementado en la descarga de las bombas	73
Figura 3.16	Esquema de instalación del medidor coriolis	75
Figura C.1	Certificado de calidad de la gasolina natural almacenada en el tanque D9.80919 correspondiente al cargamento 1 del buque Overseas Ambermar	121
Figura C.2	Certificado de calidad del pentano almacenado en la esfera D9.80911 correspondiente al cargamento 1 del buque Overseas Ambermar	122
Figura C.3	Certificado de calidad del pentano almacenado en la esfera D9.80920 correspondiente al cargamento 1 del buque Overseas Ambermar	123
Figura E.1	Tabla de calibración del tanque de gasolina D9.80919	134
Figura E.2	Tabla de calibración de la esfera de pentano D9.80911 para algunos niveles de líquido	135
Figura E.3	Tabla 5B API para corrección por techo flotante	137

Figura E.4	Tabla 6B API para la obtención del VCF para algunos valores de gravedad API y temperatura	139
Figura E.5	Tabla API 13 para conversión de producto a toneladas métricas	143
Figura E.6	Datos recolectados y volumen total cargado en el cargamento 1 del buque Overseas Ambermar	145
Figura E.7	Factor de experiencia empleado para determinar el volumen total cargado en el cargamento 1 del buque Overseas Ambermar	146
Figura E.8	Datos recolectados y volumen total cargado en el cargamento 11 del buque Troitsk	147
Figura E.9	Datos recolectados y volumen total cargado en el cargamento 12 del buque Stena Concord	148
Figura E.10	Datos recolectados y volumen total cargado en el cargamento 16 del buque Mare Caribbean	149
Figura I.1	Boca de aforo de los tanques de techo flotante D9-80908 y D9-80909	175
Figura I.2	Boca de aforo del tanque de techo flotante D9-80919	175
Figura I.3	Instrumento empleado para medición de temperatura en los tanques de gasolina	176
Figura I.4	Instrumento empleado para medición de temperatura en las esferas de pentano	176
Figura I.5	Termopozo ubicado en el fondo de las esferas de pentano D9-80911 y D9-80920	177
Figura I.6	Cifras decimales de cada factor relacionado con el volumen de pentano/gasolina natural transferido	177
Figura I.7	Conexión de la línea de descarga de la bomba D3-80949A con la válvula de 3/4''	178

Figura I.8	Conexión de la línea de recibo de los tanques de gasolina con una válvula de 3/4''	178
Figura I.9	Iteraciones realizadas por el simulador PIPEPHASE 9.0 para cálculo de flujo que circula a través de la interconexión	179
Figura I.10	Cálculos de flujo realizados por el simulador PIPEPHASE 9.0 para cada línea	179

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1.- Presentación de la empresa

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

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

PDVSA Gas pertenece a la división de Manufactura y Mercadeo y se concibe como la filial de Petróleos de Venezuela S. A. que se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural (LGN) y al transporte, distribución y comercialización de

los productos obtenidos en el proceso de fraccionamiento. Esta división tiene bajo su administración al Complejo Criogénico de Oriente, que constituye el más grande desarrollo gasífero en Latinoamérica. Inicia sus operaciones el 22 de Noviembre de 1985 con el objetivo de extraer del gas natural los líquidos de mayor valor comercial y acondicionarlos para su utilización como insumo, combustible y comercialización. Este complejo está constituido por la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, ubicada entre las ciudades de Barcelona y Puerto Píritu, al norte del estado Anzoátegui, y las plantas de extracción de líquidos: Santa Bárbara con capacidad para procesar 800 MMPCND (millones de pies cúbicos normales por día), con una ampliación ACCRO Santa Bárbara con capacidad de procesar 400 MMPCND; Jusepín con capacidad para procesar 350 MMPCND, ambas plantas están situadas en el estado Monagas; y San Joaquín con una capacidad de 1.400 MMPCND, con una ampliación ACCRO San Joaquín con capacidad de procesar 400 MMPCND, en Anaco, estado Anzoátegui. En la figura 1.1 se muestra la ubicación geográfica del Complejo Criogénico de Oriente.

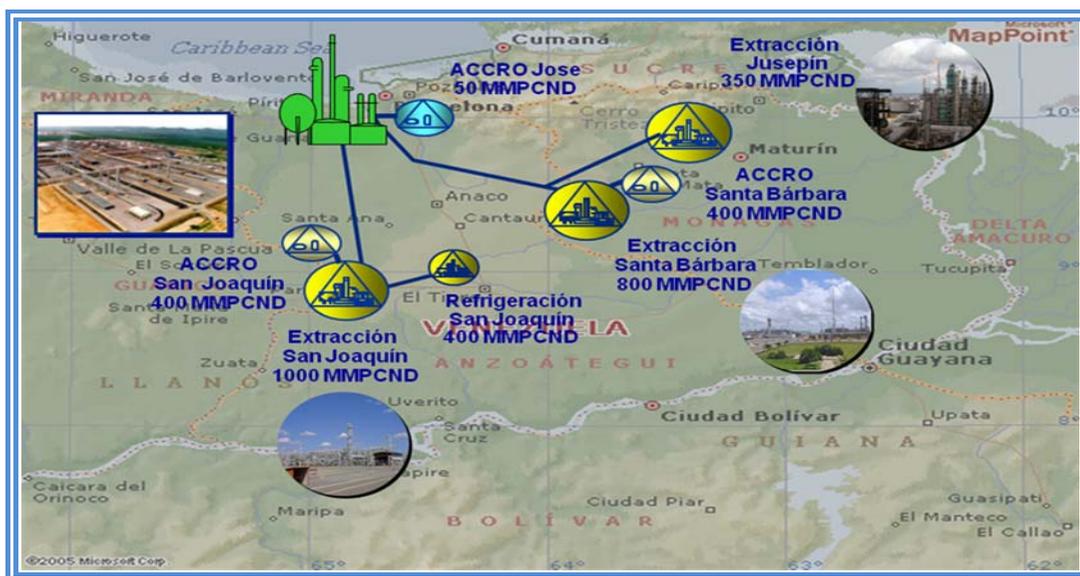


Figura 1.1 Ubicación geográfica del Complejo Criogénico de Oriente. [4]

La Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose fue diseñada para recibir 70 MBPD (mil barriles por día) de líquidos que serían procesados en dos trenes de fraccionamiento idénticos, A y B, cada uno con capacidad de 35 MBPD. Con la ampliación del Complejo Criogénico de Oriente (proyecto ACCRO I) en el año 1992, se incrementó la capacidad de fraccionamiento a 100 MBPD, con capacidad de procesamiento de 50 MBPD por cada tren de fraccionamiento. Posteriormente con el ACCRO II en 1995 se conceptualizó un tercer tren de fraccionamiento (tren C) de 35 MBPD para un total de 135 MBPD de capacidad de la planta y para el año 1998 se amplía la capacidad de procesamiento de dicho tren a 50 MBPD (ampliación del tren C Jose, ATCJ). Además existe un cuarto tren (tren D, proyecto ACCRO IV) que inicia sus actividades a partir del año 2001 como parte de un acuerdo bajo la modalidad “Build-Own-Operate” (BOO), que consiste en el compromiso de una empresa privada de construir y operar bajo su propio riesgo, prestando así un servicio de fraccionamiento de LGN a PDVSA, aumentando la capacidad de procesamiento de la planta a 200 MBPD.

La alimentación a la planta consiste en corrientes de LGN provenientes de las plantas de extracción Santa Bárbara, ACCRO Santa Bárbara y Jusepín ubicadas al norte del estado Monagas, la cual es enviada a la planta de fraccionamiento a través de un poliducto de 16” (pulgadas) y una longitud de 198 km., y de las plantas San Joaquín y ACCRO San Joaquín situadas en Anaco, estado Anzoátegui, la cual es enviada a través de otro poliducto de 16” y 113 km. de longitud.

En la figura 1.2 se muestra el diagrama general de la planta encontrándose las siguientes unidades o secciones básicas: instalaciones de entrada a la planta de fraccionamiento (área 440), trenes de fraccionamiento A, B y C (áreas 250, 260 y 100 respectivamente) conformados por cuatro torres de destilación (despropanizadora, desbutanizadora, separadora de butanos y fraccionadora de

gasolina), tratamiento y secado de propano; sistema de refrigeración de proceso y almacenamiento de productos (área 380), despacho por muelle (área 590) y llenadero de camiones, sistema de aceite de calentamiento, tratamiento de efluentes, mechurrio de emergencia, mechurrio de servicios, sistema de gas combustible, sistema de agua contra incendio, generación de energía eléctrica y sala de control (área 270).

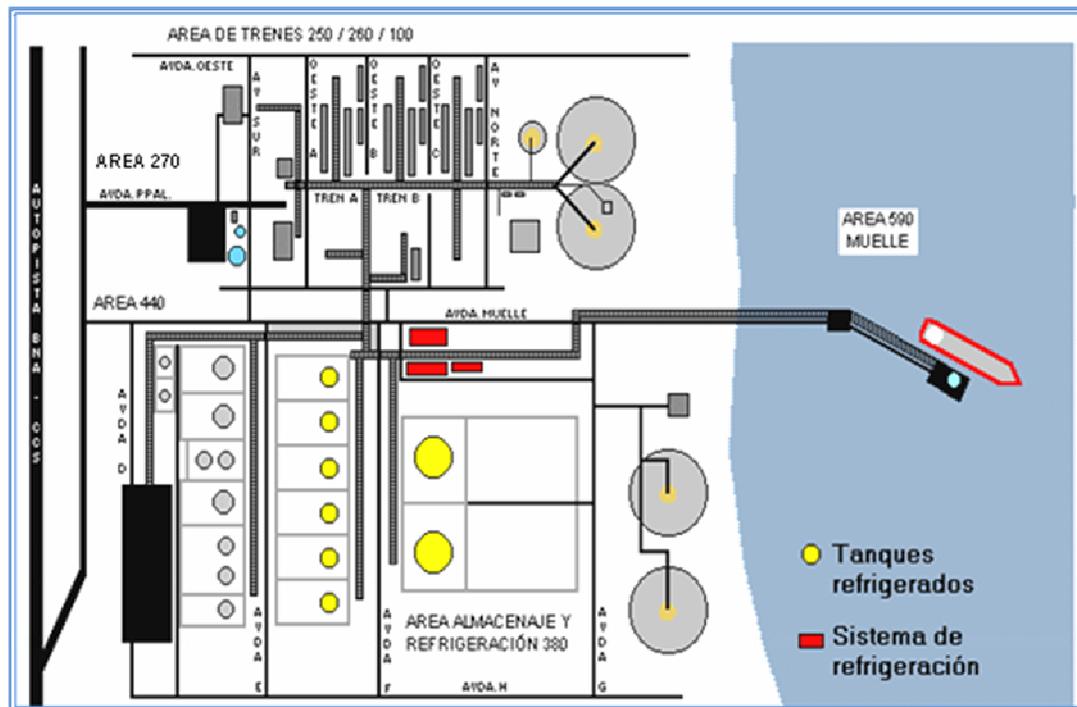


Figura 1.2 Diagrama general de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose. ^[4]

1.2.- Planteamiento del problema

La Planta de Fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural, Almacenamiento y Despacho Jose de PDVSA posee una capacidad total de producción de 200 MBPD y se encuentra dividida en las siguientes áreas específicas: alimentación de LGN por medio de poliductos provenientes de las plantas de extracción San Joaquín, Santa Bárbara y Jusepín; cuatro trenes de fraccionamiento (A, B, C y D, siendo éste último

responsable de la producción de 50 MBPD del total de la capacidad de la planta y manejado por ACCRO IV); un área de refrigeración, un área de almacenamiento con capacidad de 2,7 MMB (millones de barriles), el terminal marino y un área de servicios auxiliares (aire de servicios, aceite caliente y agua).

En forma general, el LGN es procesado a través de los trenes, los cuales constan a su vez de cuatro torres de fraccionamiento: (1) Despropanizadora, que se encarga de obtener propano (C_3) líquido; (2) Desbutanizadora, por medio de la cual se obtiene butano (C_4) por el tope y pentano (C_5) mediante una corriente lateral; (3) Separadora de butanos, donde se separan el normal-butano ($n-C_4$) y el isobutano ($i-C_4$); (4) Fraccionadora de gasolina, donde se obtiene gasolina natural (C_6^+) por el tope y nafta residual (C_7^+) por el fondo. Todos estos productos son almacenados en tanques refrigerados, atmosféricos y en esferas presurizadas, que luego son despachados por vía marítima a través del terminal marino ó por el llenadero de camiones.

El área de almacenamiento y despacho de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose se divide en cuatro áreas principales: almacenamiento refrigerado, almacenamiento no refrigerado (presurizado y atmosférico), sistema de refrigeración y el terminal marino. El área del terminal marino cuenta con dos muelles (muelle 8 y 9) para la carga y descarga de los líquidos del gas natural, destinados a las refinерías nacionales y a clientes internacionales. De esta manera, la gasolina natural mezclada con la corriente de pentano es despachada a través de los brazos cargadores hasta el buque en el muelle 9.

La gasolina natural puede ser despachada como único producto o en mezcla con la corriente de pentano, siempre y cuando se cumplan con las especificaciones requeridas, siendo la más significativa, la presión de vapor Reid (RVP) por debajo de

14,5 psia. El sistema de despacho de la gasolina natural hacia el terminal marino se realiza actualmente mediante la transferencia simultánea de la gasolina, proveniente de los tanques D9.80908, D9.80909 ó D9.80919 que fluye por un cabezal de 24", junto con el pentano procedente de las esferas D9.80911 ó D9.80920, que fluye por un cabezal de 14" produciéndose de esta manera la mezcla en línea de los productos en la línea de 12" de carga a muelle. Cabe destacar que esta transferencia no se realiza de forma simultánea durante todo el cargamento, ya que por lo general la gasolina despachada es mayor que el pentano transferido, en una proporción de 3:1 aproximadamente, para cumplir con la especificación de producto enviado a muelle, por tanto no se obtiene una mezcla totalmente homogénea durante todo el cargamento. Además el pentano obtenido de la torre desbutanizadora no es completamente puro, sino que se caracteriza por ser una mezcla de componentes constituido principalmente por n-pentano e isopentano.

Desde mayo del año 2007, el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) estableció como norma que el volumen oficial registrado para efectos de cargamento sería el despachado por tierra, es decir, por la planta. Esta medida ocasionó inconformidades por parte del personal de buque, ya que, generalmente, el volumen determinado en tierra era mayor que el volumen determinado en muelle. Por estas razones, se hace necesario la evaluación del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la planta en estudio, lo cual se llevará a cabo mediante el conocimiento del sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural.

Posteriormente, a través del seguimiento a diversos cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural, el estudio de los posibles factores que inciden en las diferencias volumétricas entre tierra y buque, se propondrán opciones que permitan la disminución de la diferencia de volumen de carga de la mezcla pentano/gasolina

natural existente entre tierra y buque. Por último se seleccionará la mejor opción técnico-económica que permita disminuir dicha diferencia.

La evaluación del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose permitirá atenuar las diferencias volumétricas entre tierra y buque durante el proceso de carga, y por consiguiente, las pérdidas económicas, así como también generar mayor satisfacción al personal de buque, contribuyendo a elevar el prestigio de la empresa en el ámbito nacional e internacional.

1.3.- Objetivos

1.3.1.- Objetivo General

Evaluar el sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, PDVSA.

1.3.2.- Objetivos Específicos

1. Conocer el sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural de la planta en estudio.
2. Realizar seguimiento a diversos cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.
3. Estudiar los posibles factores que inciden en las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque.
4. Proponer opciones que permitan la disminución de la diferencia de volumen de carga de la mezcla pentano/gasolina natural existente entre tierra y buque.

5. Seleccionar la mejor opción técnico-económica que minimice las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural existentes entre tierra y buque.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.- Antecedentes

Astudillo (1995) realizó una evaluación técnico-económica sobre la ampliación del sistema de suministro de gasolina al terminal marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, obteniendo que el sistema más factible sería la incorporación de una tubería de lazo de 10" a la ya existente de 12", y la instalación de una bomba adicional de 350 HP, con la finalidad de agilizar el proceso de carga de la gasolina en la planta. ^[1]

Rondón (2000) efectuó la evaluación de mezclas de gasolina natural con pentano y gasolina residual en el Complejo Criogénico de Oriente Jose, ejecutando una serie de pruebas en la alimentación de la fraccionadora de gasolina y encontrando que el porcentaje de pentano que acepta tanto la gasolina natural, como la residual, al momento de mezclarse, es de aproximadamente 60% y que dicha mezcla cumple además con las especificaciones requeridas. ^[2]

Malavé (2003) llevó a cabo la evaluación del sistema de embarque de gasolina en el terminal marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, determinando que el drenaje del límite de batería era el factor de mayor influencia en la diferencia de volumen entre tierra y buque, generando un valor de 0,95% de diferencia, y que además las líneas de descarga de las bombas presentaban velocidades superiores a la máxima permisible por condiciones de operación, así

como también la existencia de una elevada caída de presión en los brazos de carga del terminal marino.^[3]

Estos trabajos de grado son de gran utilidad en la evaluación de las diferencias de volumen de carga de la mezcla pentano/gasolina natural existentes entre tierra y buque para conocer detalladamente el procedimiento aplicado para el despacho de ambos productos y las capacidades manejadas en dicha transferencia, las posibles causas que originan la diferencia de volumen de mezcla entre tierra y buque y contribuir a tener una mejor visión en cuanto a analizar opciones de mejoras del proceso a evaluar.

2.2.- Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose

En la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose (ver figura 2.1) se lleva a cabo la última etapa del procesamiento del gas natural, donde los líquidos del gas natural (LGN) se separan en productos puros mediante cuatro trenes de procesamiento, para luego almacenar los productos terminados y despachar al mercado nacional e internacional. Estos productos son: propano, isobutano, normalbutano, pentano, gasolina natural y residual pesado.^[4]



Figura 2.1 Planta de Fraccionamiento, Almacenamiento y Despacho Jose.^[4]

2.2.1.- Proceso de fraccionamiento

Los líquidos de alimentación a la planta consisten en productos de LGN provenientes de las plantas de extracción. La planta de fraccionamiento propiamente separa la alimentación en propano, isobutano, normal-butano, pentano, gasolina y residual, por medio de tres trenes de fraccionamiento (A, B y C) cada uno con una capacidad de 50 MBPD. El proceso de fraccionamiento consiste en una destilación en serie a través de cuatro torres por cada tren, basado en la diferencia de puntos de ebullición de los componentes de la alimentación.

El caudal de alimentación de LGN según diseño es de 150 MBPD y se distribuye uniformemente en ocho recipientes horizontales denominados tambores acumuladores o balas de almacenamiento, donde se busca amortiguar las oscilaciones del flujo de alimentación. La figura 2.2 muestra el esquema del proceso de fraccionamiento de LGN. [5]

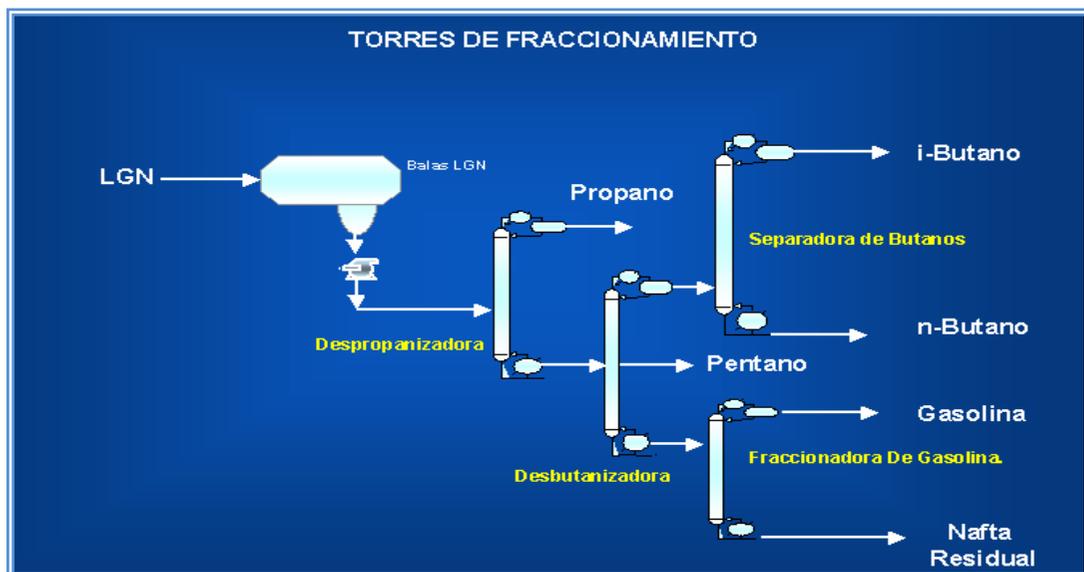


Figura 2.2 Esquema del proceso de fraccionamiento de LGN. [4]

Desde estas instalaciones de almacenaje y alimentación, los hidrocarburos son bombeados a través de un sistema de precalentamiento de intercambiadores de calor, que consiste en cinco enfriadores de producto, el condensador de tope de la fraccionadora de gasolina y el calentador complementario de la alimentación a la planta.

Luego que la alimentación ha pasado por el sistema de precalentamiento, ésta llega a la despropanizadora, que es la primera torre de fraccionamiento utilizada para separar por calentamiento el propano del LGN alimentado a la unidad de fraccionamiento, obteniendo un producto de 96% en volumen de pureza. La alimentación entra a la torre en la bandeja 23 de la despropanizadora. El producto propano sale por el tope en forma de vapor y pasa por el condensador del tope en donde se condensa, luego por medio de bombas, es enviado como reflujo a la torre y el resto es llevado a los tratadores de propano para remover el agua, sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo presente. Después del tratamiento, el producto propano va hacia el área de refrigeración y almacenamiento.

El producto del fondo de la despropanizadora sale de la torre y luego de vaporizarse en un 50,66 % en una válvula de control de flujo se envía al precalentador de alimentación de la desbutanizadora y después la alimenta a la altura del plato 19. Todos los butanos se separan y salen por el tope de la torre en forma de vapor y una vez condensados, alimentarán luego a la separadora de butanos. El producto pentano con una pureza mínima de 80 % por volumen de líquido se obtiene de una corriente lateral de vapor de la bandeja 35 que es condensado y posteriormente almacenado en dos esferas presurizadas.

La alimentación de la separadora de butanos proviene del acumulador de reflujo de la desbutanizadora y entra a la torre en la bandeja 38. Esta torre consta de

80 bandejas y es la más alta de la planta, ya que separa los butanos de manera que por el tope de la separadora de butanos se obtiene isobutano y por el fondo n-butano, que son isómeros y tienen puntos de ebullición similares. La separadora de butanos fue diseñada para obtener un producto isobutano de una pureza mínima de 96 % y un producto normal-butano de 95 % de pureza.

La fraccionadora de gasolina es la última torre y la más pequeña de la planta de fraccionamiento, su objetivo es obtener gasolina, minimizando la producción del corte de componentes más pesados. El producto de fondo de la desbutanizadora es alimentado en la bandeja 13 a la fraccionadora de gasolina. Del fondo de esta columna se obtiene un producto residual que se almacena para ser despachado a la refinería de Puerto la Cruz y en el tope se obtiene gasolina natural que se subenfria en un enfriador por aire y es bombeado a bajo caudal controlado hacia almacenaje.^[5]

2.2.2.- Proceso de refrigeración

El sistema de refrigeración de la planta tiene como objetivo enfriar las corrientes de propano, isobutano y normal-butano producidos en los trenes de fraccionamiento, así como subenfriar las corrientes de propano y butanos que son enviadas hacia el muelle de carga desde los tanques refrigerados.

La refrigeración de los productos se provee con un sistema de lazo cerrado de cuatro etapas de compresión con propano, donde cada compresor es movido por una turbina a gas, y la velocidad de la turbina varía para mantener la temperatura del propano que se envía a almacenaje en el valor requerido. El enfriamiento se lleva a cabo en intercambiadores de calor tipo caldera para la refrigeración de estos tres productos antes de ser enviados al área de almacenamiento presurizado (propano a – 45 °F, iso-butano a 10 °F y n-butano a 29 °F), empleándose propano como refrigerante, el cual es suministrado por el área de fraccionamiento.^[5]

2.2.3.- Almacenamiento y despacho

Las instalaciones de almacenamiento se dividen en: refrigerado, presurizado y atmosférico.

En el área de almacenamiento refrigerado se dispone el propano, isobutano y n-butano a presión atmosférica y baja temperatura en 11 tanques con aislamiento térmico (dos de 500.000 y uno de 550.000 barriles de capacidad para propano, tres de 100.000 barriles para isobutano, cuatro de 100.000 barriles para n-butano y uno de 46.000 barriles para producto liviano fuera de especificación), para ser enviados al área del terminal marino y comercializados en el mercado interno y externo.

En el área de almacenamiento presurizado el propano, isobutano, n-butano y pentano se almacenan en ocho esferas presurizadas (una de 10.000 barriles y dos de 4.000 barriles para propano, una de 20.000 barriles para isobutano y otra para normal-butano, dos de 35.000 barriles para el pentano y una de 20.000 barriles para producto pesado fuera de especificación), para ser destinados a el área de llenadero de camiones en el caso del propano, el cual se emplea para el despacho local; para ser transferidos a la refinería de Puerto la Cruz y/o plantas petroquímicas como PEQUIVEN y SOCA en el caso de los butanos, o para ser enviados al área del terminal marino y/o refinería de Puerto la Cruz para el caso del pentano.

Los productos provenientes del área de fraccionamiento con presiones de vapor más bajas a 20 psig son almacenados en tres tanques de techo flotante, dos con capacidad de 80.000 y uno con capacidad de 120.000 barriles para el almacenamiento de gasolina y un tanque de techo cónico de 5.000 barriles para el corte pesado o residual. Estos cuatro tanques conforman el área de almacenamiento atmosférico. En la figura 2.3 se muestran los distintos recipientes empleados para el almacenamiento de los productos.¹⁶¹



Figura 2.3 Recipientes de almacenamiento. [4]

2.2.4.- Terminal marino

El muelle, con un calado de 12 metros, consta de dos plataformas que pueden atender a tanqueros con longitudes entre 154 y 230 metros de eslora. En el terminal marino de Jose (Ver figura 2.4) es posible embarcar productos refrigerados (propano y butano) así como pentano y gasolina natural, para su transporte marítimo, tanto a nivel nacional como internacional. [7]



Figura 2.4 Muelle del Terminal Marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose. ^[4]

2.3.- Volumen de mezcla pentano/gasolina natural transferido desde tierra hasta el buque

Para determinar el volumen total transferido de pentano/gasolina natural de tierra a buque es necesario aplicar una serie de pasos y procedimientos de forma organizada, con el objeto de considerar todas las variables que afecten el proceso de carga de dicha mezcla. A continuación se definen una serie de términos que deben conocerse previamente para luego proceder a la descripción del procedimiento de cálculo.

2.3.1.- Corriente de pentano

Es una mezcla de hidrocarburos líquidos de apariencia incolora e inodora, que posee en su estructura molecular cinco átomos de carbono, se presenta comúnmente como los isómeros isopentano y n-pentano y se emplea generalmente como disolvente. ^[8] El pentano obtenido de la torre desbutanizadora en el proceso de fraccionamiento de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose presenta la composición descrita en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Corriente de pentano proveniente de fraccionamiento. ^[5]

Componente	Peso molecular (lb/lbmol)	Flujo molar (mol/h)	Composición	
			%mol	%vol
Isobutano	58,12	2,97	1,03	0,93
n-Butano	58,12	31,82	11,07	9,67
Iso-pentano	72,15	167,00	58,10	58,90
n-Pentano	72,15	75,03	26,10	26,19

N-Hexano	86,18	8,45	2,94	3,35
----------	-------	------	------	------

Tabla 2.1 Corriente de pentano proveniente de fraccionamiento. (Continuación)

[5]

Componente	Peso molecular (lb/lbmol)	Flujo molar (mol/h)	Composición	
			%mol	%vol
Heptano	100,21	1,27	0,44	0,56
Tolueno	92,14	0,35	0,12	0,11
Octano	114,23	0,27	0,10	0,14
m-Xileno	106,7	0,10	0,03	0,03
Nonano	128,26	0,15	0,05	0,08
Decano	142,29	0,05	0,02	0,04
Undecano	156,31	0,01	-	-

2.3.2.- Corriente de Gasolina Natural

Es una mezcla de hidrocarburos líquidos volátiles compuesta principalmente por hexano y más pesados y por pequeñas cantidades de aditivos. Es utilizada como combustible en motores de combustión interna con encendido a chispa. [8] La gasolina natural proviene de la fraccionadora de gasolina de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose presenta la composición descrita en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Corriente de gasolina proveniente de fraccionamiento. [5]

Componente	Peso molecular (lb/lbmol)	Flujo molar (mol/h)	Composición	
			%mol	%vol
Isopentano	72,15	47,63	13,04	11,06

n-Pentano	72,15	69,55	19,04	15,99
n-Hexano	86,18	115,26	31,56	30,10

Tabla 2.2 Corriente de gasolina proveniente de fraccionamiento. (Continuación)

[5]

Componente	Peso molecular (lb/lbmol)	Flujo molar (mol/h)	Composición	
			%mol	%vol
Heptano	100,21	44,40	12,16	13,00
Tolueno	92,14	12,15	3,33	2,58
Octano	114,23	20,66	5,65	6,71
m-Xileno	106,7	7,11	1,95	1,75
Nonano	128,26	22,04	6,03	7,87
Decano	142,29	14,03	3,84	5,47
Undecano	156,31	7,02	1,92	2,96
Dodecano	170,34	3,91	1,07	1,78
Tridecano	184,37	1,49	0,41	0,73

2.3.3.- Tanque atmosférico

Se define como cualquier recipiente diseñado para su utilización dentro de un rango de presiones cercanas a la presión atmosférica y pueden estar abiertos a la atmósfera o cerrados. Por lo general, se obtiene el costo mínimo en una forma cilíndrica vertical y un fondo relativamente plano al nivel del terreno y se pueden usar para almacenar materiales que no se vean dañados por el agua, el clima o la contaminación atmosférica.

El techo de los tanques puede ser fijo o flotante. Los techos fijos suelen ser escalonados o de cúpulas y los tanques atmosféricos que poseen este tipo de tejado

requieren ventilas para evitar los cambios de presión que se producirían debido a los cambios de temperatura y al retiro o la adición de líquidos.

Los tanques de techo flotante (ver figura 2.5), en cambio, deben tener un sello entre el tejado y el cuerpo del tanque. Ya que el recipiente no se encuentra protegido mediante un techo fijo, éste debe tener drenajes para la eliminación del agua y el cuerpo del tanque debe tener una viga contra el viento, con el fin de evitar las distorsiones. ^[9]



Figura 2.5 Tanque atmosférico de techo flotante. ^[4]

2.3.4.- Esfera presurizada

Es un recipiente que se construye en capas, utilizando láminas de acero y se sostiene mediante columnas que deben ser calculadas para soportar el peso de la esfera durante la prueba hidráulica (pandeo). Todas las soldaduras deben ser radiografiadas para descartar fisuras internas que se pudieran haber producido durante el montaje.

Como todo recipiente crítico a presión, debe contar con doble válvula de seguridad independientes, doble sistema para la lectura de nivel de manera autónoma y dos medios independientes para la lectura de presión. Posee también una

instalación contra incendios, comprendida por rociadores, monitores, instalaciones de espuma, etc. La esfera presurizada (ver figura 2.6) consta además de una escalera para acceder a la parte superior para el mantenimiento de las válvulas de seguridad, aparatos de telemetración, entre otros. ^[10]



Figura 2.6 Esfera presurizada. ^[4]

2.3.5.- Aforo

Consiste en tomar la medida del nivel del líquido en el tanque al inicio, durante y final de la carga, por medio de una cinta plomada, y de esta manera estimar las cantidades despachadas al buque. Para efectuar el aforo de manera efectiva se debe definir un punto de referencia, que es la marca fija ubicada en la boca de aforo del tanque desde donde se toman las mediciones. Debe conocerse además la altura de referencia, que es la distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque.

La medición del nivel puede realizarse de manera directa, cuando el nivel del líquido es medido desde la superficie del líquido hasta el fondo del tanque que lo contiene; ó de manera indirecta, cuando el nivel del líquido se mide desde el punto de referencia a la superficie del líquido almacenado en el tanque.

Para la realización del aforo de los tanques de almacenamiento de techo flotante de gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose se emplea una cinta plomada, que consiste en una cinta con graduaciones numeradas por una o ambas caras para facilitar su lectura y sus principales características son: material resistente a la corrosión, mide de 9,5 a 12,7 milímetros de ancho y tiene de 0,2 a 0,3 milímetros de espesor, posee un carrete o manivela resistente montado en un armazón usado para bajar o subir la cinta y su graduación debe ser en metro, centímetro y milímetros con divisiones de al menos 1 mm, también puede ser en pie, pulgadas y octavos de pulgadas con divisiones de al menos 1/8". Esta cinta tiene adherida en la parte inferior una plomada de medición que consiste en un elemento graduado/calibrado de forma cilíndrica, cuadrada o rectangular que se emplea para indicar el momento en que se llega al fondo del tanque, al introducir la cinta de medición, y de esta forma poder registrar la medida de nivel de líquido presente en el recipiente leído en la cinta de medición. ^[11]

Los pasos que deben seguirse para ejecutar el aforo de los tanques de gasolina D9.80908, D9.80909 y D9.80919 son los siguientes:

- Aplicar pasta para detección de nivel de agua en la plomada justo en la escala de medición.
- Aplicar pasta para detección de nivel de producto a la cinta graduada justo en la referencia tomada del nivel de pantalla en la sala de control de la planta, estableciendo un mínimo y un máximo de 10'' por encima o por debajo del nivel de pantalla.
- Dejar deslizar con mucha precaución la cinta dentro del tanque, hasta tocar el fondo.
- Recoger la cinta, leer y registrar el corte en la cinta como medida directa.

- Repetir esta operación hasta obtener dos lecturas iguales consecutivas.
- Limpiar debidamente la cinta de medición, la plomada y el área de la boca de aforo donde se haya ensuciado.
- Llenar la boleta de aforo correspondiente al inicio o final del tanque en movimiento.^[11]

Para el caso de la realización de la medida del valor de temperatura de la gasolina almacenada en los tanques, es importante considerar las condiciones de nivel en las cuales se encuentra el recipiente, para así determinar el número de mediciones que se hará de acuerdo con lo especificado en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Número de tomas de temperatura según el nivel del tanque.

Profundidad del líquido en el tanque	Número de tomas de temperatura	Nivel de profundidad para toma de temperatura
Mayor de 15 pies	Tres (03)	(1) Tope: a 1/6 de la superficie del líquido. (2) Centro: en la mitad del nivel de líquido. (3) Fondo: a 5/6 por debajo de la superficie.
Entre 10 y 15 pies	Dos (02)	(1) Tope: a 1/6 de la columna total del líquido por debajo del nivel líquido. (2) Fondo: a 1/6 de la columna total del líquido por encima del fondo.
Menor de 10 pies	Una (01)	(1) Centro: en la mitad del nivel de líquido.

Los pasos que deben seguirse para tomar la temperatura de los tanques de almacenamiento de gasolina natural son los siguientes:

- Determinar el número de mediciones de temperatura y los niveles a los cuales se tomarán, según la normativa.

- Encender el medidor de temperatura, denominado *thermoprobe* y bajar la sonda hasta el nivel ya establecido dentro del líquido contenido en el tanque.
- Esperar a que se estabilice la medición al menos unos diez (10) segundos, presionar la tecla guardar en el equipo y registrar la medida observada.
- Realizar la misma operación para los demás niveles según sea el caso.
- Limpiar debidamente el *thermoprobe* y su sonda, así como también el área de la boca de aforo o donde se haya ensuciado.
- Determinar la temperatura real del producto sacando un promedio de las tres o dos mediciones tomadas, según sea el caso. ^[11]

Actualmente son considerados como los métodos más precisos para medir cantidades de carga, los representados por la medición manual de nivel. La medición automática puede ofrecer tanta precisión como la medición manual para medir volúmenes totales, siempre que se sigan las instrucciones del fabricante, se calibre y se revise el equipo periódicamente utilizando como referencia la manual. ^[12]

2.3.6.- Calibración de tanques

Proceso para determinar la capacidad total del tanque o las correspondientes capacidades parciales a diferentes alturas. Estas capacidades parciales son registradas en la tabla de capacidad del tanque (TCT), la cual muestra los volúmenes de un tanque correspondiente a diferentes niveles del líquido medidos desde un punto de referencia.

La calibración de un tanque puede ejecutarse por uno de los métodos siguientes:

- Geométrico.

- Volumétrico.
- Gravimétrico.

La selección del método o del procedimiento está relacionada con la capacidad nominal del tanque, su forma, su ubicación, las condiciones de uso, etc.

La exactitud en la determinación de las dimensiones de un tanque es un factor muy importante para la determinación del volumen del líquido si se tiene en cuenta las consecuencias que tienen las mediciones incorrectas en una tabla de capacidad errónea, la cual puede permanecer en uso durante un largo periodo de tiempo antes de que sea advertido el error. Los errores en la tabla de capacidad originan errores en la contabilización de los contenidos del tanque, y por tanto, las transacciones comerciales y pagos están sujetos a litigios y discusiones. Los problemas que se plantean por estos errores son muy difíciles, y a veces, imposibles de resolver sin pérdidas por una de las partes involucradas. ^[13]

Es por esta razón que los tanques para medición fiscal y transferencia de custodia deberán ser calibrados por un ente acreditado y reconocido por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), de acuerdo con los procedimientos señalados en las normas API, cuyas calibraciones deberán adaptarse a estándares nacionales e internacionales. Además, la frecuencia de realización de las pruebas deberá ser determinada por el MENPET. La operadora deberá realizar el cronograma de ejecución respectivo, tomando en cuenta que no debe exceder más de diez (10) años después de la última prueba de calibración. ^[14]

Es necesario que las tablas de calibración de tanques sean actualizadas, para corregir las fallas que con el paso de los años se presentan en los recipientes como

son la dilatación del casco del tanque (cilindro vertical) y la caída del techo por efecto de la deformación de las paredes del tanque.

Para explicar el principio de la dilatación, se considera un tanque donde la cota del nivel del producto se localice a la altura del primer rolo. En éste ocurre una pequeña dilatación debido a los efectos de la carga a presión pero sin afectar a los anillos o rolos superiores. Si se vierte más producto en el interior del tanque hasta que este alcance la cota superior del segundo rolo las planchas que lo conforman sufren una ligera dilatación, pero en este caso, las que conforman la estructura del primer rolo sufren una mayor deformación debido al incremento de la carga a presión. Si se continúa este proceso hasta haber llenado totalmente el tanque se puede llegar a la conclusión de que la deformación de las planchas que conforman los rolos disminuye gradualmente a medida que se aumenta el nivel del líquido en el mismo. De cualquier forma, la máxima deformación en dirección al fondo del tanque ocurre cuando el líquido toma su máximo nivel. La dilatación del casco en dicho nivel será mínima. Sin embargo, para disminuir este efecto expansivo y con el objetivo de resistir los mayores valores de presión que se originan en el fondo del tanque se determinó dar mayor espesor a aquellas planchas que conforman el rolo de la base e ir disminuyendo dicho espesor a medida que va aumentando la altura del tanque.

Por otra parte, desde el preciso instante que el tanque entra en funcionamiento comienza a producirse el fenómeno de la deformación ya sea de las paredes como del fondo debido a la carga a presión del líquido almacenado. La presión que actúa sobre las paredes del tanque, la cual se incrementa a medida que aumenta la profundidad, causa un efecto de expansión. Debido a que el casco y el fondo están rígidamente empotrados se originan deformaciones locales, las cuales causan que el plato del fondo tienda a curvarse en la zona de unión con la pared y provoque un

levantamiento del cimientto. La deformación de las planchas conlleva a una caída del techo localizada cerca del espaldón del tanque alterando de esta forma las mediciones de aforo que se le realizarán posteriormente. Tanto el fenómeno de la deformación del fondo, como el de la caída del techo, tienden a aumentar cuando el tanque se encuentra a su máxima capacidad. Si en el fondo existe una mayor deformación que en el techo, la altura de referencia de aforo se incrementará dando datos erróneos de medición y en caso contrario esta disminuirá.

De esta manera, un pequeño error en las mediciones conlleva a serias discrepancias en el registro de calibración. Esto introduce errores sistemáticos en el cálculo de las cantidades de líquido, ya sean de entradas o salidas del tanque, durante el tiempo en servicio, cuyos errores permanecerán hasta que se le realice una nueva calibración al recipiente. ^[13]

2.3.7.- Cálculo de cantidades de productos líquidos del petróleo en reposo

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

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

b) Factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh): cualquier tanque, sujeto a cambios de temperatura también cambia su volumen. Asumiendo que el tanque ha sido calibrado de acuerdo al capítulo 2 del MPMS-API, (Manual of Petroleum Measurement Standards), estos tienen tablas de calibración, basados en una temperatura específica de la pared del tanque. Si la temperatura medida de la pared del tanque difiere de la temperatura de la pared en la

tabla de capacidades, el volumen obtenido en esta tabla debe ser corregido a esta temperatura observada. El factor de corrección por efecto de la temperatura ambiente, en la pared del tanque, viene dado por la siguiente ecuación: ^[15]

$$CTSh = 1 + 2 \times \alpha \times \Delta T + \alpha^2 ; \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

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

α = coeficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque. (1/°F)
(Ver tabla 2.4).

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

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

Tabla 2.4. Coeficiente lineal de expansión. ^[15]

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

Para tanques sin aislamiento, la temperatura de la pared del tanque (TSh) se obtiene mediante la siguiente fórmula: ^[15]

$$TSh = \frac{Tx}{2} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

TSh = temperatura de la pared del tanque. (°F)

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

T_a = temperatura ambiente. (°F)

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

c) Factor de corrección por techo flotante (FRA): está referido al peso que ejerce el techo sobre el líquido. Para determinarlo, se emplea la tabla 5B de la norma API capítulo 11, junto con la información que aparece en la tabla de calibración del tanque de gasolina, y se suma o se resta al volumen total observado, dependiendo de la diferencia existente entre la gravedad API observada y la gravedad API a la que se calibró el tanque.

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

e) Volumen bruto observado (GOV): se refiere a la cantidad de hidrocarburos presentes en los tanques en tierra, tomando en cuenta el agua libre presente en los

tanques y las correcciones por techo flotante y por efecto de la temperatura en la pared del tanque, para el caso de los tanques de gasolina. Este factor se determina mediante la siguiente ecuación: ^[15]

$$GOV = [(TOV - FW) \times CTSh] \pm \quad (Ec. 2.3)$$

Donde:

GOV = volumen bruto observado. (Bls)

TOV = volumen total observado. (Bls)

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

FRA = factor de corrección por techo flotante. (Bls)

FW = agua libre. (Bls)

f) Cálculo del factor de corrección de volumen (VCF): este factor se obtiene de las tablas de corrección de volumen por temperatura establecida en la norma API capítulo 11. Para el caso de gasolina y pentano se encuentra en la tabla 6B, y depende de la temperatura observada y de la gravedad API del producto a las condiciones estándar.

g) Cálculo del volumen bruto estándar (GSV): es el volumen real total corregido por el respectivo factor de corrección de volumen (VCF), para ajustar el volumen del líquido a la temperatura observada a un volumen de líquido a la temperatura estándar de 60 °F. Este volumen se determina mediante la siguiente ecuación: ^[15]

$$GSV = GOV : \quad (Ec. 2.4)$$

Donde:

GSV = volumen bruto estándar. (BlS)

GOV = volumen grueso o bruto observado. (BlS)

VCF = factor de corrección por volumen.

h) Volumen neto estándar (NSV): se calcula deduciendo el porcentaje de agua y sedimento (%A&S) contenido en el líquido. Para el caso particular del pentano y la gasolina natural debido a la homogeneidad de ambos productos y la ausencia de sedimentos y agua en suspensión, se asume que este porcentaje es nulo. Entonces el volumen neto estándar (NSV) es igual al volumen bruto estándar (GSV).^[14]

i) Volumen neto estándar final (NSV_E): es el volumen neto transferido por cada recipiente de almacenamiento y se obtiene restando el volumen bruto estándar de apertura (GSV_A) menos el volumen bruto estándar de cierre (GSV_C) del mismo tanque en una transferencia.^[14,15]

j) Peso neto estándar en toneladas métricas (TMBE): el volumen neto estándar final (NSV_E) de cada recipiente de almacenamiento de la planta se transforma en toneladas métricas, multiplicando dicho volumen por el factor de conversión respectivo, empleando la tabla 13 de la American Petroleum Institute (ver apéndice E.5) a partir de la gravedad API estándar de cada recipiente obtenida mediante análisis de laboratorio. Así se tiene que el peso neto estándar del producto en toneladas métricas es igual a:^[14]

$$TMBE = CoefTM \times \quad (Ec. 2.5)$$

Donde:

TMBE = peso neto estándar en toneladas métricas.

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

NSV_E = volumen neto estándar final.

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

a) Para calcular el volumen bruto observado (GOV) para los tanques del buque, se deduce el volumen de agua libre (FW) del volumen total observado (TOV). De esta manera se tiene: ^[15]

$$\text{GOV} = \text{TOV} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

GOV = volumen bruto observado. (Bls)

TOV = volumen total observado. (Bls)

FW = agua libre. (Bls)

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

c) Factor de corrección por escora (*List*): se aplica para compensar el cambio de nivel del líquido debido al plano vertical del buque, que no es perpendicular al

plano horizontal. Al igual que el factor de corrección por asiento, se encuentra en las tablas de calibración del tanque del buque y generalmente es una corrección de la medida del nivel de vacío (*ullage*) o del nivel de llenado (*innage*), observado en los tanques y se emplea para ajustar el factor TOV.

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

e) Volumen bruto estándar (GSV): el volumen bruto estándar (GSV) se obtiene multiplicando el volumen bruto observado (GOV) por el factor de corrección de volumen (VCF). (Ec. 2.4) ^[15]

f) Factor de experiencia del buque (VEF): este es un factor empleado para compensar los posibles errores cometidos durante las mediciones de nivel y temperatura en los tanques de buque. Se obtiene a partir de la data recopilada en los diversos cargamentos que ejecuta un determinado buque, bien sea cargando o despachando producto en varios terminales marítimos, tomando en cuenta la precisión obtenida en cada medición realizada. Esta precisión se ve afectada por factores como el clima, inclinación del buque, capacidad del cargamento, entre otros. De esta manera se corrige cualquier error o imprecisión existente aplicando el factor de experiencia al volumen total cargado al buque, mediante la siguiente ecuación: ^[16]

$$GSV_c = \quad \quad \quad (Ec. 2.7)$$

Donde:

GSVc = volumen total corregido cargado al buque. (Bls)

GSVn = volumen total neto cargado al buque. (Bls)

VEF = factor de experiencia del buque.

Es necesario determinar la gravedad API de la mezcla pentano/gasolina natural embarcada en el buque, para poder obtener posteriormente el factor de volumen (VCF) de cada recipiente, ya que éste depende directamente de la temperatura de cada tanque y de la gravedad API del cargamento. Para determinar su valor se calcula el coeficiente de toneladas métricas brutas mediante la siguiente ecuación: ^[14]

$$\text{Coef.TMB} = \quad \quad \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

Coef. TMB = coeficiente de toneladas métricas brutas.

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

BlsB = volumen total neto estándar de todos los tanques. (Bls).

Luego, una vez obtenido este valor, se compara con los valores de la tabla API 13 (ver apéndice E.5) y en caso de que no coincida con las cifras indicadas en dicha tabla, se tomará el valor más cercano y el API correspondiente a este valor, será la gravedad API del cargamento. ^[14]

2.4.- Equilibrio líquido-vapor

El equilibrio es una condición estática en la cual no ocurren cambios con respecto al tiempo en las propiedades macroscópicas de un sistema. Esto implica un equilibrio de todos los potenciales que pueden causar algún cambio. Si un sistema que contiene cantidades fijas de especies químicas y que consiste en fases de vapor y líquida, en contacto íntimo y está aislado completamente, entonces con el tiempo no hay ninguna tendencia para que ocurra algún cambio dentro del sistema. La temperatura, la presión y la composición de las fases alcanzan valores finales en los cuales permanecen fijas. El sistema está en equilibrio.

A pesar de ello, a nivel microscópico, las condiciones no son estáticas. Las moléculas que corresponden a una fase en un instante dado no son las mismas moléculas en esa fase un tiempo después. Las moléculas con velocidades suficientemente elevadas, que están cerca del límite entre las fases, superan las fuerzas de la superficie y pasan a la otra fase. A pesar de ello, la velocidad promedio de paso de moléculas es la misma en ambas direcciones y, por consiguiente, no hay transferencia de materia entre las fases. ^[17]

2.4.1.- Formulación del equilibrio líquido-vapor utilizando el método Gama-Fi (γ_i - Φ_i)

La fugacidad es la medida del potencial químico en la forma de “*presión ajustada*”. Está directamente relacionada con la tendencia de una sustancia de preferir una fase (líquida, sólida o gas) frente a otra. A una temperatura y presión fija, una sustancia tendrá una fugacidad diferente para cada fase. Aquella fase con la menor fugacidad será la más favorable. La actividad de una sustancia en una disolución es la medida de la tendencia de la sustancia a escapar de la disolución a otras disoluciones con menor actividad.

Esta formulación del equilibrio líquido-vapor se conoce con el nombre de gama/ f_i y se deduce a partir de la definición de la fugacidad de una especie i en una mezcla de gases y de la fugacidad de la misma especie i en una solución líquida, expresadas de la siguiente forma: ^[17]

$$f_i^v = y_i \times \bar{c}_i \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

f_i^v = fugacidad de una especie i en una mezcla de gases. (psia)

y_i = fracción molar de la especie i en la mezcla de gases.

\bar{c}_i = coeficiente de fugacidad de la especie i en la mezcla.

P = presión total de la mezcla de gases. (psia).

$$f_i^l = x_i \times \gamma_i \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

f_i^l = fugacidad de una especie i en una solución líquida. (psia).

x_i = fracción molar de la especie i en la solución líquida.

γ_i = coeficiente de actividad de la especie i en solución.

f_i^* = fugacidad de la especie i como sustancia pura. (psia).

Las fases múltiples a la misma presión y temperatura están en equilibrio cuando la fugacidad de cada especie constituyente es la misma en todas las fases. Este criterio de equilibrio es el que a menudo se aplica en procesos de la industria química para resolver los problemas de equilibrio de fases. Para el caso específico de un equilibrio líquido-vapor de multicomponentes las fugacidades de una especie i en el estado de vapor y en el estado líquido se igualan, obteniéndose lo siguiente: ^[17]

$$y_i \times \bar{Q}_i \times P = x_i \times \gamma_i \quad (\text{Ec. 2.11})$$

En una mezcla de gases ideales, el coeficiente de fugacidad que mide la idealidad de una sustancia y se expresa como la relación existente entre la fugacidad de una especie y su presión, se iguala a la unidad. En cambio, en una solución líquida ideal el coeficiente de actividad, que se define como una medida del grado de divergencia del comportamiento de la sustancia con respecto al ideal, también se corresponde a la unidad. Ambos sistemas se encuentran en estado ideal cuando están sometidos a presiones bajas y moderadas.

En el equilibrio líquido-vapor, las condiciones de cada especie de la mezcla multicomponentes se corresponden a sus condiciones de saturación, por tanto, la fugacidad de la especie i (f_i) es igual a la fugacidad de saturación de dicha especie (f_i^{sat}) a la temperatura de la mezcla y la presión de saturación o presión de vapor de cada componente (P_i^{sat}), obteniéndose de esta manera que la fugacidad de saturación de la especie i (f_i^{sat}) es igual a la presión de saturación de dicha especie (P_i^{sat}) a la temperatura de la mezcla, por la relación expresada por el coeficiente de fugacidad. De esta manera la ecuación 2.11 queda expresada por: ^[17]

$$y_i \times P = x_i \times \gamma_i \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Las presiones de vapor de las especies puras se calculan con frecuencia a partir de ecuaciones que dan P_i^{sat} como funciones de la temperatura. Se emplea comúnmente la ecuación de Antoine que viene dada por: ^[17]

$$\log P^{\text{sat}} = A - \frac{B}{T + C} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

P^{sat} = presión de saturación de una sustancia. (mmHg).

A, B y C = constantes de Antoine específicas para cada sustancia.

T = temperatura del sistema. (°C).

2.5.- Sistema de control de procesos

El objetivo del control automático de procesos es mantener en determinado valor de operación las variables del proceso tales como: temperatura, presión, flujo y composición. Los procesos son de naturaleza dinámica, en ellos siempre ocurren cambios y si no se emprenden las acciones pertinentes, las variables importantes del proceso, es decir, aquellas que se relacionan con la seguridad, la calidad del producto y los índices de producción, no cumplirán con las condiciones de diseño.

Los cuatro componentes básicos de todo sistema de control son: sensor, que también se conoce como elemento primario; transmisor, el cual se conoce como elemento secundario; controlador, que es el cerebro del sistema de control; y elemento final de control, que frecuentemente se trata de una válvula de control aunque también son utilizadas las bombas de velocidad variable, los transportadores y los motores eléctricos. La importancia de estos componentes estriba en que realizan las tres operaciones básicas que deben estar presentes en todo sistema de control, las cuales son:

a) Medición: la medición de la variable que se controla se hace generalmente mediante la combinación de sensor y transmisor.

b) Decisión: con base en la medición, el controlador decide que hacer para mantener la variable en el valor que se desea.

c) Acción: como resultado de la decisión del controlador se debe efectuar una acción en el sistema, generalmente ésta es realizada por el elemento final de control.
[18]

2.5.1.- Medidores de nivel

Uno de los medidores de nivel más importantes es el de diferencial de presión, el cual se basa en detectar la diferencia de presión entre la presión en el fondo del líquido y en la parte superior del líquido, la cual es ocasionada por el peso que origina el nivel del líquido. Una vez que se conoce el diferencial de presión y la densidad del líquido, se puede obtener el nivel. Este tipo de sensor es uno de los más económicos, sin embargo, su mayor desventaja estriba en la incapacidad para cambiar el cero y la escala. [18]

Otro tipo de medidor lo constituye el de nivel por radar, el cual no ve normalmente afectada su medición por los vapores de hidrocarburos existentes en los tanques, ya que la densidad de los mismos es normalmente baja. Sin embargo esto no es así en los tanques presurizados que contienen LPG, donde la atmósfera sobre el líquido contiene vapores que reducirán la velocidad de la señal del radar y consecuentemente, afectarán la medición. Para poder lograr mediciones de precisión adecuada para la transferencia en custodia será necesario corregirlas por la influencia del vapor, conociendo la temperatura y la presión real de ese vapor. El medidor de nivel por radar está equipado con un transductor de presión que está integrado al diseño mismo del radar. La temperatura del vapor es medida por un sensor de temperatura vinculado al cabezal del radar. (Ver figura 2.7). [19]

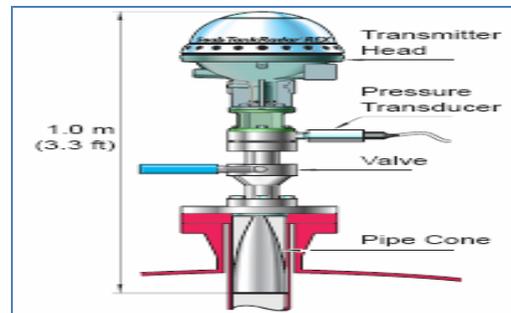


Figura 2.7 Medidor de nivel por radar. ^[19]

2.5.2.- Medidores de temperatura

Uno de los medidores de temperatura es el termómetro de dispositivo resistivo (TDR), el cual se basan en el principio de que la resistencia eléctrica de los metales puros se incrementa con la temperatura y, ya que la resistencia eléctrica se puede medir con bastante precisión, proporciona un medio para medir la temperatura con mucha exactitud. Los metales que se utilizan comúnmente son platino, níquel, tungsteno y cobre. Algunas de las ventajas de estos medidores son su tamaño pequeño y bajo costo, y sus principales desventajas estriban en que la relación de la temperatura contra la resistencia no es lineal, así como el hecho de que generalmente se requieren líneas de fuerza blindadas. ^[18]

2.5.3.- Medidores de flujo

Probablemente el medidor de flujo más popular es el medidor de orificio, que es un disco plano con un agujero. (Ver figura 2.8). El disco se inserta en la línea de proceso, perpendicular al movimiento del fluido, con objeto de producir una caída de presión, la cual es proporcional a la razón de flujo volumétrico a través del orificio. Existen varias causas posibles para evitar la utilización de los sensores de orificio, algunas de ellas es que no exista suficiente presión para crear una caída de presión, como en el caso del flujo por gravedad y el flujo de fluidos corrosivos, con sólidos en suspensión que puedan bloquear el orificio, o fluidos cercanos a la presión de vapor

saturado que puedan sufrir un cambio rápido cuando se sujetan a una caída de presión, en estos casos se requiere otro tipo de sensor para medir el flujo. ^[18]

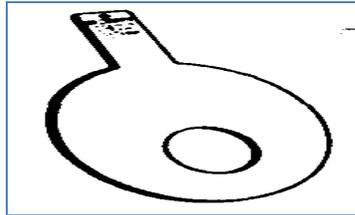


Figura 2.8 Medidor de orificio. ^[18]

Existe además el medidor de flujo denominado coriolis, el cual proporciona grandes beneficios con respecto a las tecnologías de medición volumétrica tradicionales. Los medidores coriolis proporcionan datos de proceso, precisos y repetibles en una amplia gama de caudales y condiciones de proceso; proporcionan medición directa en línea para caudal másico y densidad, y también miden caudal volumétrico y temperatura, no tienen partes móviles, por lo tanto los costos de mantenimiento son mínimos; no requieren acondicionamiento de caudal ni tramos rectos de tubería, por lo tanto la instalación se simplifica y es menos costosa, y por último proporcionan herramientas de diagnóstico avanzadas tanto para el medidor como para el proceso. La figura 2.9 muestra los elementos constituyentes del medidor coriolis. ^[20]

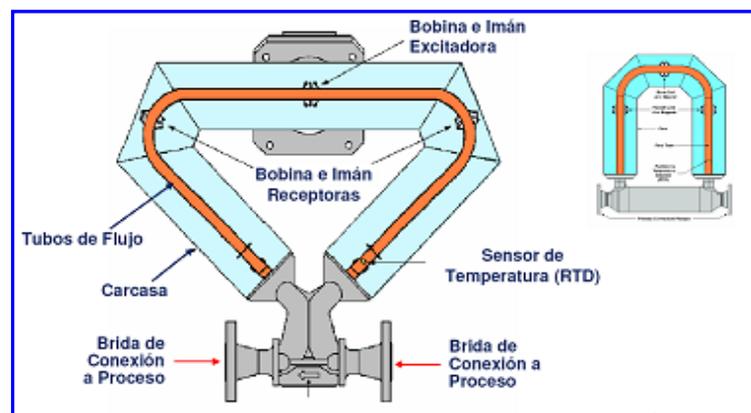


Figura 2.9 Partes de un medidor coriolis. ^[20]

2.6.- Balance de masa

Los balances de masa permiten conocer el caudal y la composición de todas las corrientes de un sistema. En un proceso, en el que tiene lugar cambios, el balance de masa informa sobre el estado inicial y final del sistema. Los balances se plantean alrededor de un entorno, una determinada región del espacio perfectamente delimitada. Para tomar en cuenta el flujo de masa que entra y sale de un sistema, la forma generalizada de la ley de la conservación de la masa se expresa como un balance de masa, definida por: ^[21]

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{acumulacion} \\ \text{de masa en} \\ \text{el sistema} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{entrada de} \\ \text{masa a traves} \\ \text{de los limites} \\ \text{del sistema} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{salida de} \\ \text{masa a traves} \\ \text{de los limites} \\ \text{del sistema} \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{l} \text{generacion} \\ \text{de masa en} \\ \text{el sistema} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{consumo} \\ \text{de masa en} \\ \text{el sistema} \end{array} \right\} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Los términos de generación y consumo se refieren, a ganancias o pérdidas por reacciones químicas, las unidades vienen expresadas en unidades de masa por unidad de tiempo, por ejemplo lb/h, kg/h. Ésta se reduce a la ecuación siguiente para los casos en que no hay generación o consumo de masa en el sistema:

$$\text{Acumulación} = \text{Entradas} - \text{Salidas} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Simplificando la ecuación anterior cuando no hay acumulación en el sistema, se tiene:

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

2.7.- Simulación de procesos

La simulación de procesos es el estudio de un sistema o sus partes mediante la manipulación de su representación matemática o de su modelo físico. El análisis de procesos comprende un examen global del proceso, de otros procesos posibles, así como de sus aspectos económicos.

El diseño de una planta de procesos incluye no sólo la resolución de las ecuaciones, de los balances de materia y energía para todas las unidades de proceso, sino también el dimensionamiento de los equipos, así como sus restricciones de diseño, optimización y control de costos. Un proceso consta habitualmente de un buen número de estos equipos, para los cuales las corrientes de entrada y salida están interrelacionadas, constituyendo un problema de resolución mucho más compleja. Además, la mayor parte de los procesos contienen corrientes de recirculación y lazos de control, de modo que la resolución de todas estas interconexiones supone la aparición de cálculos iterativos. Este es el motivo por el que su solución requiere de métodos numéricos que garanticen la convergencia de los cálculos. Para llevar a cabo estos cálculos, es necesario disponer de propiedades físicas, químicas y termodinámicas de todos los materiales y productos involucrados en el proceso.

Por esta razón es necesario que exista un programa, que interrelacione todos estos elementos: propiedades físicas, termodinámicas, cálculos de subproducto, diseño de los equipos, y además toda la información concerniente a los flujos establecidos entre ellos. Este programa es conocido como simulador de procesos y actualmente existen una gran diversidad de éstos en la industria. ^[22]

Uno de los simuladores de procesos más utilizados es el PIPEPHASE 9.0, creado por la compañía SIMSCI, el cual puede predecir el constante estado de presión, temperatura y cantidad de líquido que circula a través de una tubería ó que se encuentra en un pozo, así como también la configuración de tuberías y de equipos

como bombas, compresores, separadores, entre otros. El tipo de fluido que puede manejarse con este simulador puede ser gas, líquido, vapor y mezclas multicomponentes o de gas y líquido. La selección del tipo de simulación en este programa depende principalmente de las propiedades del fluido que circula a través del sistema de tuberías, de las condiciones de flujo y presión a las cuales el fluido entra o abandona el sistema de tuberías y de la estructura y diversos accesorios que presenta la red de tuberías a evaluar. Pueden determinarse también las condiciones mínimas y máximas de operación del sistema de tuberías analizado, así como su optimización. Además contiene una data incorporada de diversas ecuaciones o valores predeterminados que el simulador emplea automáticamente para la realización de los cálculos, como soluciones comunes a diversos problemas de ingeniería que se presentan en la industria, las cuales pueden ser modificadas de acuerdo con las necesidades del usuario.^[23]

Otro programa de simulación conocido es el HYSYS 3.2, creado por la empresa Hyprotech, con el cual se puede realizar desde una simple evaluación de propiedades de mezcla hasta una simulación completa de plantas químicas y refinerías de petróleo incluyendo herramientas para estimar las propiedades de los fluidos, equilibrios de fase líquido-vapor y balances de materia y energía en una planta de procesos. El simulador HYSYS 3.2 permite además obtener las especificaciones de un determinado equipo y evaluar problemas que se presentan en un proceso industrial ó en una planta, a través de cálculos rápidos y confiables.

El ambiente Hysys está compuesto por cuatro interfaces. La primera de éstas se denomina diagrama de flujo de procesos (PFD (*Process Flow Diagram*)), cuya función es permitir al usuario construir la topología del proceso que se desea simular. Además existe el libro de trabajo (LT) el cual es una colección de hojas de cálculo que despliega la información del proceso en forma tabular. La vista denominada

propiedades consiste en una serie de páginas que contienen información acerca de los objetos que construyen el proceso. Por último existe la vista de resumen en la que se despliega una lista de las corrientes y los módulos considerados. ^[24]

2.8.- Estimación de costos

Un estimado de costos es un pronóstico de los costos que conforman un proyecto de alcance y estrategia de ejecución definidos que respalda la toma de decisiones de la gerencia en cada una de las fases de un proyecto, cuyo objetivo es evaluar la factibilidad de ejecución de los proyectos en su etapa conceptual, analizar la rentabilidad económica de proyectos en su etapa básica, aprobar presupuesto, servir de base de comparación de las ofertas en licitaciones, servir de base de control de costos y de avance en la fase de ejecución y servir de base para establecer estrategias de financiamiento. La estimación de costos se puede realizar tomando en cuenta las distintas etapas de la realización de un proyecto dividiéndose en cinco clases.

2.8.1.- Costos clase V

Se ha determinado la necesidad de un bien y servicio y/o se ha iniciado su conceptualización. Existe una definición global del proyecto y de sus principales unidades de proceso, donde la información disponible se limita esencialmente a trabajos de laboratorio, tamaño o capacidad propuesta, ubicación geográfica, etc. ^[25]

Existen dos situaciones donde es necesaria la evaluación de costo clase V:

a) Situación actual vs. propuesta: existe una situación actual y una nueva situación propuesta y el objetivo del análisis es determinar si la propuesta es

verdaderamente más conveniente que la actual, en el sentido que disminuye los costos e impacta el flujo de caja.

b) Selección entre dos nuevas opciones: se trata de comparar una opción con otra, con el objetivo de determinar cuál es la más conveniente (menos costosa) desde un punto de vista económico. En general, ambos proyectos deben estar homologados en tiempo y condiciones de servicio. ^[26]

La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 15 %. Este estimado de costos es usado para estudios de la factibilidad, obtención de fondos para la ingeniería conceptual y planificación a mediano plazo. ^[25]

2.8.2.- Costos clase IV

Estimado con ingeniería conceptual completada, y se ha avanzado en las especificaciones del diseño básico. Se han concluido los estudios para la preselección del tipo y tamaño de los equipos mayores, así como también se han preparado los diagramas principales de flujo y los requerimientos de servicios profesionales.

La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es un 30%. Son usados principalmente para decidir entre varias alternativas de diseño y para la obtención de fondos para ingeniería básica.

2.8.3.- Costos clase III

Es un propósito realizado una vez que la “base del diseño” del proyecto ha completado el 60% de la ingeniería básica. Se han concluido también los estudios para seleccionar el tipo, tamaño y parámetros de diseño para las plantas de procesamiento y otras unidades y se ha comenzado el trabajo de diseño de equipos básicos incluyendo las especificaciones de diseño.

La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 60%. Son usados para la obtención de los fondos para la ejecución de la ingeniería de detalle y/o para órdenes de compras de largo tiempo de entrega.

2.8.4.- Costos clase II

Es un propósito basado en especificaciones de diseño completadas (ingeniería básica), las cuales son de un alcance suficiente para definir íntegramente el proyecto para el diseño y la ingeniería de detalle subsiguiente. Aquí se precisan los principales componentes de equipos, edificios, requerimientos de almacenaje, etc.

La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 80%. Es usado para la solicitud de aprobación de fondos para la ingeniería de detalle, procura, construcción y arranque del proyecto, como presupuesto base para el control de costos y de avance y para establecer el flujo de caja y evaluar la tasa de retorno de la inversión.

2.8.5.- Estimado de costos o presupuesto base de licitación

El estimado para la contratación de obras y/o servicios es un pronóstico de costos realizado cuando el avance de la ingeniería de detalle es tal que se dispone del diseño completo de fundaciones, estructuras, y se conocen cómputos métricos de los materiales de construcción. La probabilidad de que los costos finales resulten dentro de más o menos el 10% del estimado es del 90%. Este tipo de costos es usado como referencia oficial en un proceso de licitación para obras y servicios ^[25].

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

Para la evaluación del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose se procedió primero a estudiar detalladamente el sistema de almacenamiento y despacho de ambos productos, posteriormente se realizó seguimiento a una serie de cargamentos de pentano/gasolina natural desarrollados en la planta para poder detectar las deficiencias que presentaba el proceso de despacho que originan las diferencias volumétricas entre tierra y buque y por último se plantearon opciones para corregir las fallas que presenta el sistema de descarga de la mezcla y así lograr disminuir las diferencias volumétricas existentes.

3.1.- Sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose

Para conocer detalladamente el proceso de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural, así como todos los equipos mayores y menores involucrados en este sistema, se procedió a realizar un estudio del procedimiento de despacho que se lleva a cabo para la transferencia de ambos productos hasta el terminal marino a través de consultas realizadas a los manuales de operaciones de la planta y de planos de procesos del sistema, así como también de visitas a campo para validar la información consultada y mediante entrevistas a los operadores y panelistas para conocer los equipos que son manipulados desde el panel del área de almacenamiento de la sala de control de la planta y desde el panel del área del

terminal marino de la sala de control del muelle, además las variables de proceso que pueden ser visualizadas a tiempo real en dichos paneles durante la ejecución de los cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural.

El pentano se obtiene de una corriente lateral de la bandeja 35 de la torre desbutanizadora a un régimen de 6,56 MMSCFD y a condiciones de 265 °F y 153 psig, para cada tren y luego es enviado por medio de un cabezal de 4" hacia las esferas presurizadas D9.80911 y D9.80920 a una presión de 11,3 psig y a una temperatura de 113 °F. La gasolina se obtiene del tope de la torre fraccionadora de gasolina a un régimen de 6,15 MMSCFD, a una temperatura de 221 °F y a una presión de 18 psig, para los trenes A y B, y a un flujo de 5,29 MMSCFD y a condiciones de 299°F y 18 psig para el caso del tren C y luego es transferida hacia los tanques de techo flotante D9.80908, D9.80909 y D9.80919 mediante un cabezal de 4" a la presión atmosférica y a una temperatura de 125 °F.

Posteriormente, de acuerdo al esquema presentado en la figura 3.1 se inicia la descarga de la mezcla pentano/gasolina natural hacia el muelle a partir de la transferencia simultánea de la gasolina desde uno de los tanques de almacenamiento, que se desplaza mediante un cabezal de 24" que llega a la succión de la bomba centrífuga D3-80975A por medio de una línea de 16" y descarga por una línea de 8"; junto con el pentano proveniente de una de las esferas, que fluye a través de un cabezal de 14" que se dirige a la succión de la bomba centrífuga D3-80949A mediante una línea de 16" y descarga por una línea de 8".

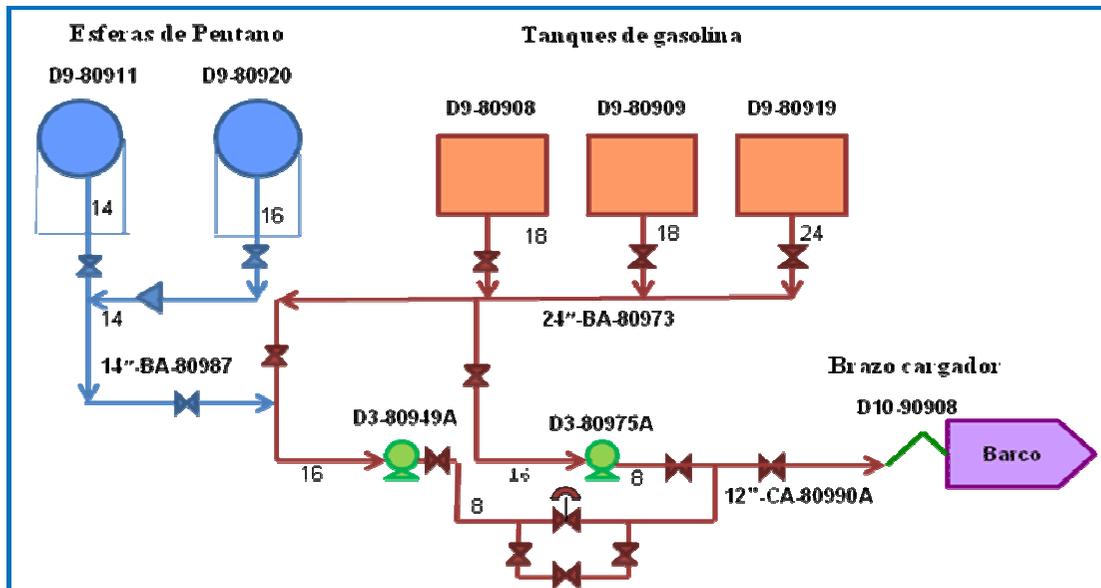


Figura 3.1 Esquema del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural.

La descarga de ambas bombas se unen en el cabezal de 12''-CA-80990A donde se produce la mezcla en línea de ambos productos, interconectándose primeramente al cabezal la descarga de la bomba D3.80975A, y luego a cierta distancia se interconecta la descarga de la bomba D3.80949A, después de pasar por el arreglo cuadrangular donde se encuentra instalado el sistema controlador de flujo que no está en funcionamiento. Por último, la mezcla es despachada al buque a través de los brazos cargadores D10.90904/05 del muelle 8 ó D1090908 del muelle 9, todos de 8'' que son surtidos mediante la tubería de carga 12''-CA-80990A a un caudal de 4.150 gpm. En los apéndices A y B se encuentran los planos relacionados con el almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural donde a su vez se indica la ubicación de los equipos mencionados.

3.1.1.- Equipos mayores del sistema

- *Tanques de techo flotante D9.80908/09/19*: recipientes atmosféricos usados para el almacenamiento de la gasolina natural.
- *Esferas presurizadas D9.80911/20*: recipientes utilizados para el almacenamiento de la corriente de pentano.
- *Bombas centrífugas D3.80949A/75A*: empleadas para la transferencia de pentano y gasolina natural respectivamente desde el área de almacenamiento hasta el área del terminal marino.
- *Brazos cargadores D10.90904/05/08*: usados para la carga de la mezcla pentano/gasolina natural hacia el buque situado en el muelle.

En la tabla 3.1 se presentan los equipos mayores que forman parte del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina y sus principales características.

Tabla 3.1 Descripción de los principales equipos del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural.

Equipo	Tanques de techo flotante D9.80908/09/19	Esferas presurizadas D9.80911/20	Bombas centrífugas D3.80945A/75A	Brazos cargadores D10.90904/05/08
Servicio	Gasolina natural	Pentano	Pentano/gasolina	Pentano/gasolina
Dimensiones	110'-0" D x 55'-0" H (D9.80908/09) 115'-0" D x 55'-0" H (D9.80919)	72'-8" D	682' cabezal-350 hp	8"D/31'-6" brazo móvil tierra 33'-6" brazo móvil buque

Tabla 3.1 Descripción de los principales equipos del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural. (Continuación)

Equipo	Tanques de techo flotante D9.80908/09/19	Esferas presurizadas D9.80911/20	Bombas centrífugas D3.80945A/75A	Brazos cargadores D10.90904/05/08
Capacidad	80.000 bls (D9.80908/09) 120.000 bls (D9.80919)	35.000 bls	2.075 gpm	4.150 gpm
Diseño Presión/ Temperatura	0 psig/200°F	55 psig/150°F	190 psig/176°F	720 psig/190°F
Operación Presión/ Temperatura	0 psig/125°F	11 psig/113°F	170 psig/100°F	35 psig/100°F
Orientación	Vertical	-	Horizontal	-

3.1.2.- Filosofía de control del sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural

Durante la ejecución de los cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose los operadores y panelistas controlan y supervisan el correcto funcionamiento de diversos equipos involucrados en la transferencia de ambos productos desde los paneles de almacenamiento y muelle existentes en la planta gracias al sistema de control TDC-3000 EXPERION, que permite regular de forma automática una gran cantidad de procesos.

Para lograr una mejor comprensión de la filosofía de control desarrollada en el proceso de despacho de la mezcla, las figuras 3.2 y 3.3 y 3.4 muestran los esquemas que se visualizan en el panel del área de almacenamiento y en el panel del muelle

respectivamente durante el cargamento que permiten visualizar y controlar la forma como se está llevando al cabo el cargamento en tiempo real.

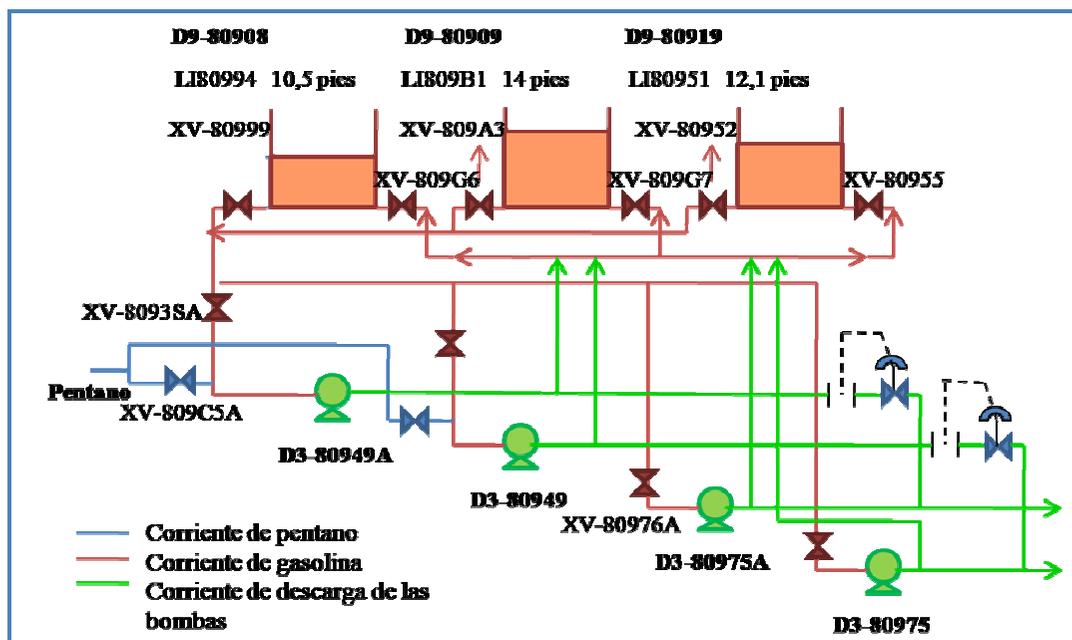


Figura 3.2 Esquemático de los tanques de gasolina.

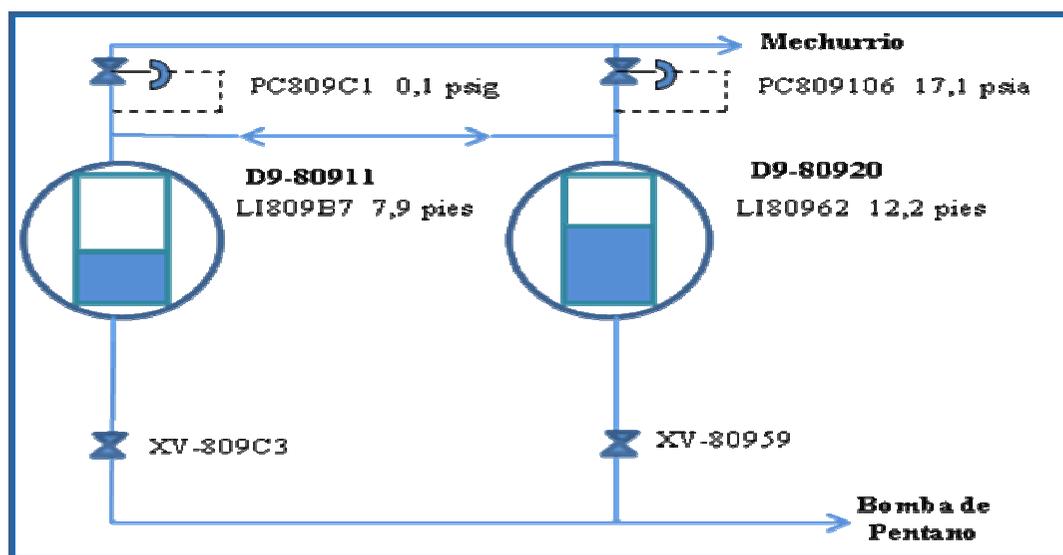


Figura 3.3 Esquemático de las esferas de pentano.

Para dar inicio al cargamento se deben seleccionar primeramente los recipientes desde los cuales serán despachados la gasolina y el pentano hacia el muelle y mediante la botonera situada en el panel de almacenamiento de la sala de control, se accionan para su apertura las válvulas de succión o descarga de cada recipiente (XV-80999, XV-809A3, XV-80952, XV-809C3 y XV-80959 de los tanques D9-80908/09/19/11/20 respectivamente), junto con las válvulas de retorno al tanque por flujo mínimo de las bombas D3.80949A/75A (XV-809G6, XV-809G7 y XV-80955 de los tanques D9-80908/09/19 respectivamente). Las bombas D3.80949/75 no se encuentran en funcionamiento por lo que no se toman en consideración para la transferencia de ambos productos.

La válvula por retorno de flujo mínimo accionada será la correspondiente al mismo tanque de gasolina que está siendo utilizado para el despacho de producto hacia el área del terminal marino, de forma que no afecte en la medición del volumen transferido hacia el buque y pueda ser contabilizado de forma adecuada. Además este flujo no se envía hacia las esferas de pentano debido a que están presurizadas, por lo que se puede poner en riesgo el adecuado funcionamiento de las mismas y se opta por enviarlo a alguno de los tanques de techo flotante ya que son recipientes de tipo atmosféricos que no se presurizan.

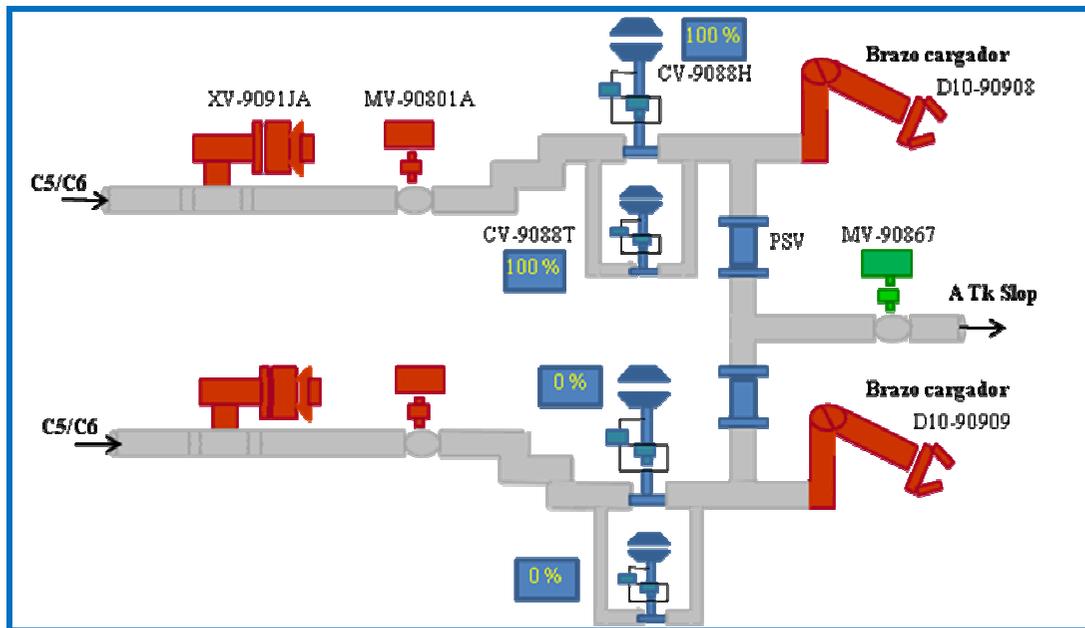


Figura 3.4 Esquemático de los brazos cargadores del muelle 9.

Seguidamente a la apertura de las válvulas de succión y retorno por flujo mínimo de las bombas de los respectivos recipientes de almacenamiento, se acciona desde la botonera del panel de la sala de control de muelle el brazo cargador que va a ser utilizado para la carga de la mezcla pentano/gasolina natural hacia el buque, siendo el brazo D10.90908 ubicado en el muelle 9 el comúnmente utilizado en la planta para el despacho de la mezcla, ya que el brazo cargador D10.90909 se encuentra fuera de servicio. Luego, al accionar el brazo D10.90908 se da apertura de forma automática a la válvula de cierre rápido (*shut down*) XV-9091JA, que se cierra velozmente ante cualquier emergencia o eventualidad, y a la válvula motorizada MV-90801A, para permitir el paso de producto hacia el brazo de carga y por ende a los tanques del buque. Adicionalmente se selecciona desde la botonera la válvula de control de flujo CV-9088T para indicar el porcentaje de apertura deseado, y una vez indicado, la válvula CV-9088H se abre de acuerdo al porcentaje establecido, que

para el caso del cargamento de gasolina/pentano opera al 100% de apertura. Una vez accionados estos dispositivos se da inicio a la carga de la mezcla desde la botonera del panel de muelle y de esta forma se da el permiso para poder accionar las bombas desde el panel de almacenamiento.

Por último, se acciona el interruptor en el panel de almacenamiento correspondiente al arranque de las bombas D3.80949A/75A mediante el cual se da apertura a las válvulas de succión (XV-8093SA y XV-80976A para el bombeo de gasolina por las bombas D3-80949A/75A respectivamente y XV-809C5A para el bombeo de pentano por la bomba D3-80949A) de forma automática considerando el producto que será transferido por cada una de las bombas. De esta manera comienza la transferencia de pentano/gasolina natural desde almacenamiento hasta el buque en el muelle.

3.2.- Seguimiento al proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural desde tierra hasta el buque

En esta etapa se hizo seguimiento a diversos cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural ejecutados en la planta, presenciando cada uno de los pasos y procedimientos que se llevaron a cabo para poder despachar ambos productos desde los recipientes de almacenamiento de la planta hasta los tanques del buque lo que permitió obtener los datos necesarios para proceder posteriormente al cálculo del volumen de mezcla transferido. Los cargamentos de la mezcla pentano/gasolina natural realizados en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose a los cuales se les efectuó un seguimiento exhaustivo se muestran en la tabla 3.2 y se desarrollaron desde el mes de Julio hasta el mes de Octubre del año 2.008.

Tabla 3.2 Cargamentos de pentano/gasolina natural estudiados.

Fecha	Cargamento	Buque	Capacidad Nominal Bls	Tanques/Esferas
15/07/2008	1	Overseas Ambermar	92.000	D9-80919/911/920
17/07/2008	2	FR8 Endurance	144.000	D9-80909/919/911/920
26/07/2008	3	Mare Caribbean	140.000	D9-80909/919/911
29/07/2008	4	FR8 Adria	130.000	D9-80908/919/911
05/08/2008	5	Elka Delos	180.000	D9-80908/919/911/920
15/08/2008	6	St. Johannis	180.000	D9-80908/919/911/920
22/08/2008	7	DL Colmos	160.000	D9-80909/919/911/920
26/08/2008	8	Agisilaos	129.000	D9-80919/911/920
29/08/2008	9	British Serenity	180.000	D9-80909/919/920
05/09/2008	10	Tosca	170.000	D9-80908/919/911/920
10/09/2008	11	Troitsk	180.000	D9-80908/919/911
18/09/2008	12	Stena Concord	160.000	D9-80909/919/911
24/09/2008	13	Stena Concord	70.000	D9-80919/920
27/09/2008	14	Mount Victoria	110.000	D9-80908/919/911
02/10/2008	15	Stena Conquest	160.000	D9-80908/919/920
04/10/2008	16	Mare Caribbean	140.000	D9-80909/919/911/920

Los cargamentos de pentano/gasolina natural efectuados en la planta tienen una duración aproximada de 24 horas continuas de ejecución debido a la gran capacidad de mezcla que se transfiere de acuerdo con las solicitudes de los clientes, por lo cual se desarrollan generalmente en la madrugada o incluso en los fines de semana, lo

cual dificultó la inspección de toda la transferencia de ambos productos en cada uno de los cargamentos estudiados. Sin embargo, con la permisología respectiva se logró estar presente durante todo el primer cargamento de pentano/gasolina natural estudiado, efectuado el día 15 de Julio del año 2008 y que culminó al día siguiente, y de esta manera se verificó paso por paso el procedimiento de despacho de la mezcla desde tierra hasta buque, junto con las premisas y consideraciones que deben tenerse en cuenta para la ejecución de la transferencia de ambos productos y se cercioró de que este mismo procedimiento fuese también aplicado para todos los cargamentos de pentano/gasolina natural estudiados posteriormente.

De esta manera se procede a describir la metodología desarrollada para la ejecución del primer cargamento de pentano/gasolina natural del buque Overseas Ambermar con capacidad de 92.000 Bls en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.

3.2.1.- Certificado de calidad del pentano y la gasolina natural

Previo al despacho de ambos productos se requiere realizar una serie de análisis al pentano y a la gasolina almacenados en las esferas y tanques respectivamente, para certificar que cumplen con todos los parámetros requeridos para ser utilizados para la venta y consumo. De esta manera, el día previo al cargamento se tomó una muestra del pentano almacenado en las esferas D9.80911 y D9.80920 y de la gasolina almacenada en el tanque D9.80919, dichos recipientes fueron seleccionados previamente para la transferencia de acuerdo a la capacidad nominal del cargamento y a los niveles de líquido que poseían los mismos.

Posteriormente se enviaron las muestras al laboratorio de la planta donde se le realizaron las pruebas para el caso de pentano de: contenido de azufre, color saybolt, gravedad específica, presión de vapor reid, gravedad API y composición de sus

principales componentes; y para el caso de la gasolina los análisis de: gravedad API, presión de vapor reid, contenido de compuestos nafténicos, parafínicos y aromáticos, color saybolt, punto inicial y final de ebullición. Adicionalmente se le realizaron a las muestras de gasolina tomadas de los tanques, otros análisis por parte del laboratorio de la Refinería de Puerto la Cruz, a donde se envió una porción de esta muestra, como son: octanaje MON (Octane Number Motor), octanaje RON (Octane Number Research), estabilidad a la oxidación, contenido de azufre, contenido de plomo y goma existente.

Estos análisis realizados a las muestras de pentano y gasolina natural que fueron despachadas durante este cargamento (ver apéndice C) se efectuaron para la certificación de la calidad del producto que fue enviado al buque, la cual se hizo efectiva ya que se cumplieron con las especificaciones promedio del pentano y la gasolina natural producidos en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose que fueron certificadas por el sistema de gestión de Calidad ISO-9001 en el año 2008.

3.2.2.- Empaque de la línea 12''-CA-80990A de carga de la mezcla pentano/gasolina natural desde almacenamiento hasta el muelle

Para dar inicio al despacho del pentano y la gasolina desde tierra hasta el buque fue necesario primeramente la certificación del cumplimiento de una serie de premisas y pasos preliminares establecidos que deben efectuarse para garantizar un envío óptimo de ambos productos hasta el terminal marino. De esta forma se ejecutó inicialmente el empaque de la línea de 12''-CA-80990A de carga de ambos productos desde almacenaje hasta muelle antes de comenzar la transferencia, para lo cual se siguieron las siguientes instrucciones:

- Se verificó que las válvulas del brazo de carga D10.90908 situado en muelle 9 estuviesen completamente cerradas para evitar el paso de producto hacia el muelle.
- Se cercioró que las válvulas de recirculación de las bombas D3.80949A/75A estuviesen abiertas.
- Se confirmó que las válvulas de succión y descarga de ambas bombas estuviesen abiertas.
- Se verificó que la válvula de alivio de presión de 3/4'' ubicada en la línea de descarga de la bomba D3.80949A con conexión a la línea de carga al muelle y a la línea de recibo de los tanques esté cerrada.
- Se alineó desde sala de control la succión del tanque D9.80919 con el flujo mínimo de las bombas de carga.
- Se accionó desde sala de control el dispositivo que pone en funcionamiento a las bombas.
- Se esperó un tiempo aproximado de media hora para garantizar el empaque total de la línea de carga hasta muelle, con un volumen de 1.600 Bls y luego se detuvieron las bombas.

3.2.3.- Aforo de los recipientes de almacenamiento de pentano y gasolina natural de la planta

Antes de comenzar el movimiento de productos desde los recipientes de almacenamiento se deben tomar las medidas de nivel y temperatura iniciales de cada tanque y esfera involucrado en la transferencia, lo cual se realiza nuevamente al finalizar el despacho de producto de cada recipiente.

Para el aforo del tanque de gasolina D9.80919 primeramente se tomó como nivel de referencia el indicado por el panel de la sala de control que correspondía al valor de 50,75 pies. Luego en compañía del operador de campo, del técnico de

seguridad e higiene industrial (SHA), del inspector independiente y del inspector del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) se acudió al tanque de gasolina y desde la boca de aforo situada en el techo flotante del mismo (apéndice I.2) se introdujo la cinta de medición a la cual se le aplicó previamente la pasta para detección de nivel de producto en un rango de 10 pulgadas por encima y por debajo del nivel registrado en pantalla como medida de referencia y la pasta para detección de nivel de agua en la plomada de medición justo en la escala de medición. Seguidamente se dejó deslizar hasta que la plomada de medición tocara el fondo. Luego se recogió la cinta, se leyeron los niveles de gasolina y agua y se registraron estos valores. Esta operación fue repetida hasta obtener dos lecturas iguales consecutivas de nivel de gasolina, correspondiendo este valor a $50'-4\frac{3}{4}''$ y a $3''$ para el caso del agua en el tanque.

Para tomar la temperatura en el tanque de gasolina se empleó un termómetro digital denominado *thermoprobe* (apéndice I.3) y se consideró el nivel de líquido del tanque para establecer cuántas mediciones de temperatura se harían y a qué altura, de acuerdo a la tabla 2.3. Luego de esto, se encendió el *thermoprobe* y se bajó la sonda hasta el nivel establecido dentro del líquido contenido en el tanque, se esperó un tiempo a que estabilizara la medición y se registró la primera medida observada que fue de $89,9^{\circ}\text{F}$ para el fondo del recipiente. Posteriormente se repitió la operación para el nivel medio y superficial establecido del líquido en el tanque y se registraron las temperaturas de $86,1^{\circ}\text{F}$ y $86,2^{\circ}\text{F}$ respectivamente. Por último se determinó la temperatura real del producto mediante un promedio de las tres temperaturas observadas, obteniendo el valor de $87,4^{\circ}\text{F}$.

Para el caso de las esferas de pentano se tomó como nivel de líquido el registrado en el panel de la sala de control, ya que estos recipientes son presurizados por lo que no puede realizarse una medida manual del líquido contenido en el

recipiente. De esta manera se registraron los niveles de 64'-6 3/8'' y 62'-2 3/4'' para las esferas D9.80911 y D9.80920 respectivamente. Para tomar la temperatura se empleó un dispositivo denominado TDR (termómetro de dispositivo resistivo) Fluke (ver apéndice I.4), que consta de una varilla de metal la cual se introdujo en el termopozo ubicado en el fondo de la esfera, (ver apéndice I.5), se esperó a que estabilizara la medida y se registró un valor de 76,5°F en la esfera 911 y 83,8°F en la esfera 920. Cabe destacar que estas mediciones también se hicieron en presencia del operador de campo y del inspector independiente, del inspector del. Adicionalmente también se apuntó el valor de la presión en el interior de las esferas de pentano, mediante la medida registrada en el panel de sala de control y se leyó un valor de -3,7 psig para la esfera 911 y 13,2 psia para la esfera 920.

Todos estos procedimientos se repitieron para la obtención del nivel y temperatura en los recipientes al final de la descarga de ambos productos; los valores registrados se reportan en la tabla 3.3. De igual forma se procedió para la obtención de los valores de nivel, temperatura y presión al inicio y al final del despacho de los recipientes de almacenamiento involucrados en la transferencia de la mezcla en el resto de los cargamentos estudiados. (Ver apéndice D).

Tabla 3.3 Temperatura, nivel, presión y gravedad API de los recipientes de almacenamiento de la planta obtenidos por aforo para el primer cargamento.

Tanques		D9-80919	D9-80911	D9-80920
Temperatura	Inicial	87,4°F	76,5°F	83,8°F
	Final	84,9°F	83,7°F	79,3°F
Nivel de líquido	Inicial	50'-4 3/4''	64'-6 3/8''	62'-2 3/4''
	Final	25'-2 0/0''	35'-8 1/8''	42'-9 1/8''
Nivel de agua	Inicial	3''	-	-
	Final	3''	-	-
Presión	Inicial	-	-3,7 psig	13,2 psia
	Final	-	-2,1 psig	12,2 psia
Gravedad API	Inicial	80,6	92,5	93,1
	Final	80,6	92,5	93,1

3.2.4.- Transferencia de la mezcla pentano/gasolina natural desde los recipientes de almacenamiento de la planta hasta los tanques del buque en el Terminal Marino

Una vez cumplidos todos estos pasos se dió inicio al cargamento, cumpliendo de igual forma las instrucciones previamente especificadas para el empaque de la línea 12''-CA-80990A, a excepción de que esta vez se verificó que las válvulas del brazo de carga D10.90908 del muelle 9 donde estaba atracado el buque Overseas Ambermar estuviesen abiertas para permitir el paso de producto hacia los tanques del buque y además se verificó mediante la visita realizada a la embarcación que se emplearon un total de cuatro tanques del buque para la carga de la mezcla y la forma como fueron llenados estos recipientes fue por parcelas, es decir, inicialmente se llenaron dos de forma simultánea y luego los otros dos tanques restantes.

Seguidamente se transfirió gasolina primeramente desde el tanque D9.80919 mediante ambas bombas y luego se despachó simultáneamente gasolina y pentano desde los recipientes D9.80919/911 por las bombas D3.80975A/45A respectivamente por un período aproximado de 6 horas para luego hacer el cambio de esfera y continuar despachando simultáneamente desde los recipientes D9.80919/920 por otro lapso de 6 horas, para finalmente terminar la carga con la transferencia únicamente de gasolina por ambas bombas desde el mismo tanque de almacenamiento.

Por último, al culminar el cargamento, se realizó nuevamente el aforo de los recipientes para tomar las medidas finales, las cuales se observan en la tabla 3.3.

3.2.5.- Obtención del volumen de mezcla pentano/gasolina natural despachado en tierra

Una vez culminado el cargamento y aforado todos los recipientes de la planta se procedió a realizar el cálculo del volumen despachado por la planta hacia el buque, para lo cual se determinó el volumen enviado por cada recipiente de almacenamiento por separado de la siguiente manera:

- ***Volumen enviado desde el tanque de gasolina D9.80919:***

Siguiendo con el procedimiento descrito en el capítulo 2.3.7 a partir de la medida de nivel inicial leída mediante el aforo que fue de 50'-4 3/4'' se obtuvo el volumen total observado (TOV) introduciendo este valor en la tabla de calibración del tanque D9.80919 (ver apéndice E.1) y se leyó un volumen de 126.845 barriles.

Luego se procedió a determinar el volumen grueso o bruto observado (GOV) mediante la ecuación 2.3 para lo cual se necesitaron calcular previamente los factores FW, FRA y CTSh.

El contenido de agua libre (FW) se obtuvo introduciendo el valor del nivel inicial de agua registrado en el tanque mediante el aforo, que fue de 3'', en la tabla de calibración del tanque 919 y se leyó la cantidad de 159 barriles de agua.

Para determinar el factor de corrección por techo flotante (FRA) se empleó la tabla 5B de la norma API (ver apéndice E.3), ingresando con el valor de la temperatura observada que más se aproxime a 87,4 °F, correspondiéndose a 87,5°F, y con la gravedad API estándar que más se aproxime a 80,6 °API, siendo este valor de 80,3 °API, registrándose así un valor de gravedad API observada de 85 °API. Luego se empleó este valor para determinar el FRA de acuerdo a la información especificada en la tabla de calibración del tanque D9.80919 (ver apéndice E.1) que dice lo siguiente:

“Un total de 946,3581 barriles ha sido deducido de esta tabla entre 3'-06'' y 4'-10'' por el desplazamiento del techo, basado en un peso de 224.968 lbs. y a una gravedad API/observada de 76,6. Las medidas por encima de 4'-10'' reflejan esta deducción. Para gravedades diferentes a 76,6 API/observada, ajustar las cantidades por encima de 4'-10'' de la siguiente manera:

Agregar 4,5450 barriles por grado por debajo de 76,6 API/observada.

Restar 4,5450 barriles por grado por encima de 76,6 API/observada.”

De esta manera:

$$\text{FRA} = (85-76,6)^\circ\text{API} \times 4,545 = 38,18 \text{ barriles.}$$

Seguidamente, para determinar el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh), se calculó la temperatura de la pared del

tanque (TSh) con la ecuación 2.2, empleando como temperatura ambiente la equivalente a 89,6°F, la cual se obtuvo como un promedio de los cinco valores de temperatura ambiente medidos en los cinco recipientes de almacenamiento de gasolina natural y pentano. De esta manera se tiene que la temperatura de la pared del tanque es igual a:

$$TSh = \frac{(7 \times 87,4^{\circ}F) + 89,6^{\circ}F}{8} = 87,675^{\circ}F$$

Luego se obtuvo el CTSh a partir de la ecuación 2.1, tomando como coeficiente lineal de expansión de la pared del tanque (α) el correspondiente al material de acero al carbón, que se visualiza en la tabla 2.4, ya que tanto los tanques de gasolina como las esferas de pentano están fabricados con este tipo de material. Así se determinó el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque de la siguiente forma:

$$CTSh = 1 + 2 \times \frac{0,0000062}{^{\circ}F} \times (87,675 - 60)^{\circ}F + \left(\frac{0,0000062}{^{\circ}F} \right)^2 \times [(87,675 - 60)^{\circ}F]^2$$

$$CTSh = 1,00034$$

Sustituyendo los factores en la ecuación 2.3 se obtiene el GOV. Se observa que se restan los 38,18 barriles por estar la gravedad API observada por encima de 76,6°API.

$$GOV = [(126.845 - 159)bls \times 1,00034] - 38,18bls = 126.690,89bls$$

Por último se procedió a la obtención del volumen bruto estándar (GSV) mediante las tablas 6B de la norma API (ver apéndice E.4) donde se especifican los

factores de corrección de volumen (VCF) para producto, siendo éste igual a 0,97796 para la temperatura de 87,4°F y la gravedad estándar de 80,6°API. Luego mediante la ecuación 2.4 se tiene:

$$GSV = 126.690,89bls \times 0,97796 = 123.898,62bls$$

Este mismo procedimiento de cálculo se repite para las medidas finales de nivel y temperatura tomadas del tanque D9.80919 y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde el tanque D9.80919.

Factores	Inicial	Final
TOV (bls)	126.845,00	62.724,00
FW (bls)	159,00	159,00
FRA (bls)	38,18	38,18
CTSh	1,00034	1,00032
GOV (bls)	126.690,89	62.546,84
VCF	0,97796	0,97998
GSV (bls)	123.898,62	61.294,65
NSV_E (bls)	62.603,97	

De esta manera el volumen neto estándar final (NSV_E) despachado por el tanque D9.80919 se obtuvo mediante la sustracción del volumen grueso estándar (GSV) inicial menos el final, resultando la cantidad de 62.603,97 barriles.

- **Volumen enviado desde la esfera de pentano D9.80911:**

A partir del nivel inicial de la esfera de 64'-6 3/8'' registrado en el panel de la sala de control se leyó el TOV introduciendo la medida en la tabla de calibración de la esfera D9.80911 (ver apéndice E.2) y se obtuvo un valor de 34.352,99 barriles. Luego se procedió a determinar el factor CTSh igual que para el tanque de gasolina, para lo cual se calculó primeramente el TSh con la ecuación 2.2 y luego el factor CTSh con la ecuación 2.1 de la siguiente manera:

$$TSh = \frac{(7 \times 76,5^{\circ}F) + 89,6^{\circ}F}{8} = 78,14^{\circ}F$$

$$CTSh = 1 + 2 \times \frac{0,0000062}{^{\circ}F} \times (78,14 - 60)^{\circ}F + \left(\frac{0,0000062}{^{\circ}F}\right)^2 \times [(78,14 - 60)^{\circ}F]^2$$

$$CTSh = 1,00022$$

Posteriormente se calculó el GOV mediante la ecuación 2.3. Nótese que para el caso de la esfera no se determinó el factor de corrección por techo flotante (FRA) ni la cantidad de agua libre (FW) por ser este recipiente de tipo cerrado y presurizado, por lo que sólo se considera el factor CTSh para el cálculo de volumen despachado. De esta manera la ecuación 2.3 se reduce a lo siguiente para el cálculo del GOV:

$$GOV = 34.352,99bls \times 1,00022 = 34.360,55bls$$

Por último se obtuvo GSV con la ecuación 2.4, empleando como factor VCF el leído en las tablas 6B de la norma API (ver apéndice E.4) para la temperatura de 76,5°F y la gravedad API estándar de 92,5°API, que se correspondió al valor de 0,98559. Así se tiene:

$$GSV = 34.650,55bls \times 0,98559 = 33.865,41bls$$

De igual forma se determinó el volumen final de la esfera D9.80911 y los resultados obtenidos se reflejan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde la esfera D9.80911.

Factores	Inicial	Final
TOV (bls)	34.352,99	17.783,52
CTSh	1,00022	1,00030
GOV (bls)	34.360,55	17.788,86
VCF	0,98559	0,97926
GSV (bls)	33.865,41	17.419,92
NSV _E (bls)	16.445,49	

Finalmente el volumen neto estándar final (NSV_E) transferido por la esfera 911 se determinó mediante la resta del GSV inicial menos el GSV final, teniéndose un total de 16.445,49 barriles.

Para determinar el volumen despachado por la esfera D9.80920 se empleó el mismo procedimiento de cálculo para hallar el volumen de la esfera 911 y en la tabla 3.6 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 3.6 Factores determinados para el cálculo del volumen transferido desde la esfera D9.80920.

Factores	Inicial	Final
TOV (bls)	34.077,00	23.003,00
CTSh	1,00030	1,00026
GOV (bls)	34.087,22	23.008,98
VCF	0,97909	0,98306
GSV (bls)	33.374,46	22.619,21
NSV_E (bls)	10.755,25	

De igual forma también se calculó el volumen neto estándar final (NSV_E) despachado por la esfera 920 resultando la cantidad de 10.755,25 barriles.

Una vez determinados los volúmenes despachados por cada recipiente de almacenamiento involucrado en el cargamento de pentano/gasolina natural hacia el buque Overseas Ambermar se obtuvo el volumen total despachado desde tierra mediante la suma algebraica de los volúmenes netos enviados desde el tanque 919 y las esferas 911/920, resultando la cantidad de 89.805 barriles. Este mismo procedimiento se empleó para determinar el volumen total transferido por la planta de la mezcla pentano/gasolina natural desde los recipientes de almacenamiento para los sucesivos cargamentos estudiados y todos los factores obtenidos para ello se muestran en el apéndice F.

La Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose cuenta con el programa GESGAS que se emplea para contabilizar los inventarios de los productos obtenidos

en la planta. Para el caso particular de los cargamentos de pentano/gasolina natural este sistema está diseñado y programado para efectuar el cálculo de las cantidades despachadas por cada recipiente de almacenamiento involucrado en el despacho de forma automática a partir de los datos que introduce el panelista de nivel, temperatura y gravedad API tanto iniciales como finales obtenidos por el aforo y pruebas de laboratorio del producto almacenado en el respectivo recipiente. De esta forma, se introdujo para el tanque de gasolina D9.80919 las condiciones iniciales y finales de nivel y temperatura reflejados en la tabla 3.3 y la gravedad API estándar de 80,6 que es la misma tanto al inicio como al final del cargamento y los resultados obtenidos se muestran en la figura 3.5.

Ventas Buque		Fecha	Tanque	Producto				
		16/07/2008 12:00:00	D980919	Gasolina				
Datos del Recibo/Despacho								
<input type="radio"/> Cabotaje <input checked="" type="radio"/> Exportación								
Fecha inicio del movimiento:	15/07/2008 14:00	Volumen movimiento día (BLS):						
Fecha fin del movimiento:	16/07/2008 06:25	Volumen total movimiento (BLS):						
		Volumen recibido día (BLS):						
		Volumen total recibido (BLS):						
Ruta involucrada en el movimiento		Datos del buque						
Ruta: Tanque D980919 al Buque OVERSEASAM		Nombre:	OVERSEASAM					
		Destino:	CARTERET, PORT, NEW JERSEY					
		Embarque:	2927 Parcela: 1					
Detalles del Movimiento								
Fecha	Nivel	Temp	Gravedad	Volumen Bruto	Fact Correc	Volumen Neto	Rata	Total Acum
15/07/2008 14:00:00	50,396	87,40	80,600	126845	0,9783	124092		0
15/07/2008 22:00:00	40,980	87,40	80,600	102919	0,9783	100686	23406	23406
16/07/2008 04:00:00	31,460	87,40	80,600	78722	0,9783	77013	23673	47079
16/07/2008 05:00:00	28,640	87,40	80,600	71553	0,9783	70001	7012	54091
16/07/2008 06:25:00	25,167	84,90	80,600	62724	0,9799	61463	8538	62629

Figura 3.5 Factores y volumen neto transferido desde el tanque D9.80919 obtenido mediante el sistema GESGAS.

Se procedió de igual manera con los datos de temperatura, nivel y gravedad API estándar de cada una de las esferas de pentano y los valores determinados por el sistema GESGAS se muestran en las figuras 3.6 y 3.7.

Ventas Buque		Fecha	Tanque	Producto				
		16/07/2008 12:00:00	D980911	Pentano				
Datos del Recibo/Despacho								
		<input type="radio"/> Cabotaje <input checked="" type="radio"/> Exportación						
Fecha inicio del movimiento:	15/07/2008 22:42	Volumen movimiento día (BLS):						
Fecha fin del movimiento:	16/07/2008 04:01	Volumen total movimiento (BLS):						
		Volumen recibido día (BLS):						
		Volumen total recibido (BLS):						
Ruta involucrada en el movimiento		Datos del buque						
Ruta: Tanque D980911 al Buque OVERSEASAM		Nombre:	OVERSEASAM					
		Destino:	CARTERET, PORT, NEW JERSEY					
		Embarque: 2927	Parcela: 1					
Detalles del Movimiento								
Fecha	Nivel	Temp	Gravedad	Volumen Bruto	Fact Correc	Volumen Neto	Rata	Total Acum
15/07/2008 22:42:00	64,531	76,50	92,500	34353	0,9851	33841		0
16/07/2008 02:20:00	41,540	88,00	92,500	22036	0,9755	21496	12345	12345
16/07/2008 04:01:00	35,677	83,70	92,500	17781	0,9790	17407	4089	16434

Figura 3.6 Factores y volumen neto transferido desde la esfera D9.80911 obtenido mediante el sistema GESGAS.

Ventas Buque				Fecha	Tanque	Producto		
				16/07/2008 12:00:00	D980920	Pentano		
Datos del Recibo/Despacho								
				<input type="radio"/> Cabotaje	<input checked="" type="radio"/> Exportación			
Fecha inicio del movimiento:	15/07/2008 16:04			Volumen movimiento día (BLS):				
Fecha fin del movimiento:	15/07/2008 20:00			Volumen total movimiento (BLS):				
				Volumen recibido día (BLS):				
				Volumen total recibido (BLS):				
Ruta involucrada en el movimiento				Datos del buque				
Ruta: Tanque D980920 al Buque OVERSEASAM				Nombre:	OVERSEASAM			
				Destino:	CARTERET, PORT, NEW JERSEY			
				Embarque: 2927	Parcela: 1			
Detalles del Movimiento								
Fecha	Nivel	Temp	Gravedad	Volumen Bruto	Fact Correc	Volumen Neto	Rata	Total Acum
15/07/2008 16:04:00	62,229	83,80	93,100	34075	0,9789	33356		0
15/07/2008 19:00:00	62,010	88,00	93,100	33999	0,9754	33162	194	194
15/07/2008 20:00:00	42,760	79,30	93,100	23002	0,9833	22618	10544	10738

Figura 3.7 Factores y volumen neto transferido desde la esfera D9.80920 obtenido mediante el sistema GESGAS.

Es importante resaltar que la cifra oficial que reporta la planta de cantidad total de producto despachado es la obtenida mediante el sistema GESGAS que en este caso se correspondió a un total de 89.801 barriles transferidos.

3.2.6.- Aforo de los tanques de carga del buque

En el caso del buque, todos los tanques que serían destinados a la carga de la mezcla pentano/gasolina natural se encontraron vacíos totalmente antes de iniciar la carga, por lo que no se registraron valores iniciales de nivel ni temperatura en cada tanque de almacenamiento. Es por esta razón que el aforo sólo se realizaba al final del despacho de la mezcla, para lo cual se empleó un multímetro hermético diseñado para registrar simultáneamente valores de nivel en metros y de temperatura en grados Celsius.

De esta manera, en presencia del inspector independiente y del operador del buque se procedió a introducir el instrumento en cada uno de los cuatro tanques que

cargó el buque Overseas Ambermar y al tocar la superficie del líquido, el instrumento emitió una especie de alarma, registrándose en este momento la medida de nivel leída, que se correspondía al nivel de vacío del tanque (*ullage*), siendo ésta igual a 1,42 m para el tanque 4 babor (*port (4p)*). Al mismo tiempo se leyó también la temperatura que indicaba el instrumento al momento de emitir la alarma, teniéndose un valor de 85,5°C para el mismo tanque y se verificó la presencia de agua libre mediante el mismo dispositivo de medición, encontrándose que no presentaba ninguna cantidad de agua en su interior al igual que para el resto de los tanques. Los valores de nivel y temperatura registrados al final de la carga para cada uno de los tanques del buque Overseas Ambermar (ver apéndice E.6) se presentan en la tabla 3.7. De igual forma se realizó el aforo para los demás buques de los cargamentos estudiados, registrándose el nivel de vacío y la temperatura al final de la carga.

Tabla 3.7 Nivel y temperatura de los tanques del buque Overseas Ambermar obtenidos por aforo para el primer cargamento.

Tanques	Nivel de vacío (m)	Temperatura (°C)
4P	1,42	85,5
4S	1,39	85,6
5P	1,49	84,0
5S	1,36	84,0

3.2.7.- Obtención del volumen de mezcla pentano/gasolina natural cargado por el buque

Al igual que para los recipientes de almacenamiento de la planta, se determinó el volumen cargado por cada tanque del buque de manera independiente. Para ello primero se introdujo el valor de nivel de vacío final del tanque 4P en las tablas de calibración de los tanques de buque (propiedad del personal de buque y única para

cada embarcación por lo que no pudo ser facilitada al personal de PDVSA), sin aplicar corrección por asiento (*trim*) ó escora (*list*) para este caso y se leyó directamente el TOV que indicaba la tabla, teniéndose un volumen de 23.102,23 barriles.

Ya que no se encontró alguna cantidad de agua libre en el interior del tanque la ecuación 2.6 para determinar el GOV se simplifica y por tanto el TOV es igual al GOV. Luego se determinó el factor VCF para finalmente hallar el GSV mediante la ecuación 2.4.

El VCF se leyó en las tablas 6B para producto de la norma API a partir de la temperatura del líquido observada y la gravedad API de la mezcla pentano/gasolina natural cargado a los tanques de buque. La gravedad API obtenida de este cargamento fue igual a 84,1 °API y el procedimiento para determinar este valor se especifica detalladamente en la sección 3.3.2. De esta manera se obtuvo un VCF igual a 0,9790 para el tanque 4P. Es importante resaltar que las tablas empleadas por el personal de buque y el inspector independiente para leer el factor VCF (6B de la norma API) se correspondían a aquellas en las que el factor poseía cuatro cifras decimales, a diferencia de las empleadas por el personal de PDVSA e inspector independiente para el cálculo del volumen despachado en la planta, donde las tablas que utilizaron para determinar manualmente el factor VCF (6B API) fueron las actualizadas y enviadas por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) con VCF de cinco cifras decimales, cumpliendo de esta forma con lo establecido en la norma API capítulo 12 (ver apéndice I.6), donde se especifican las cifras decimales que deben poseer todos los factores involucrados en el cálculo de volumen despachado o cargado por los recipientes de almacenamiento.

Por último se tiene que el GSV es:

$$GSV = 23.102,23bls \times 0,9790 = 22.617,08bls$$

Por tanto el volumen neto cargado por el tanque 4 babor del buque fue de 22.617,08 barriles. De igual forma se procedió para el resto de los tanques del buque Overseas Ambermar, usando la misma gravedad API para todos los recipientes, y los resultados obtenidos se reflejan en la tabla 3.8.

Tabla 3.8 Factores determinados para el cálculo del volumen cargado al buque Overseas Ambermar.

Tanques	TOV (bls)	GOV (bls)	VCF	GSV (bls)
4P	23.102,23	23.102,23	0,9790	22.617,08
4S	23.117,89	23.117,89	0,9790	22.632,41
5P	23.061,45	23.061,45	0,9802	22.604,83
5S	23.100,49	23.100,49	0,9802	22.643,10

El volumen total cargado al buque se obtuvo mediante la suma algebraica de los GSV de cada tanque, resultando un total de 90.497,42 bls. Finalmente se le aplicó a esta cifra una corrección dada por el factor de experiencia del buque (VEF) que equivale a 1,0021 (ver apéndice E.7) aplicando la ecuación 2.7, obteniendo lo siguiente:

$$GSV_c = \frac{90.497,42bls}{1,0021} = 90.308bls$$

Cabe destacar que la cifra oficial del volumen cargado a buque es la determinada de forma manual por el inspector independiente.

3.3.- Factores que inciden en las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque

Luego de realizar seguimiento a los 16 cargamentos estudiados para el despacho de pentano/gasolina natural se realizó un estudio de los factores con mayor influencia en las diferencias volumétricas de la mezcla despachada entre tierra y buque, de manera de poder determinar el grado de afectación de cada uno de ellos en las discrepancias encontradas en relación al volumen, siendo estos factores los descritos a continuación.

3.3.1.- Aplicación del GESGAS

Desde el primer cargamento estudiado el día 15 de Julio del año 2008 hasta el noveno cargamento efectuado el día 29 de Agosto del 2008, la aplicación GESGAS no incluía en su sistema el cálculo de los factores de corrección por techo flotante (FRA) para los tanques de gasolina ni por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh) para los tanques y esferas, y tampoco contenía las tablas API 6B actualizadas con cinco cifras decimales para determinar el factor de corrección de volumen (VCF) para todos los recipientes, por lo que se presentaron discrepancias entre las cifras calculadas de forma manual y las cifras halladas de forma automática por el sistema GESGAS de la cantidad de producto despachado desde los recipientes de almacenamiento de la planta. En la tabla 3.9 se pueden apreciar los resultados

obtenidos en cuanto al volumen total de pentano/gasolina natural despachado tanto de forma manual como mediante la aplicación GESGAS.

Tabla 3.9 Comparación de los volúmenes calculados de forma manual y con el sistema GESGAS con los volúmenes cargados por el buque de los primeros nueve cargamentos estudiados.

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)		
		Buque	Manual	GESGAS
15/07/2008	1	90.308	89.805	89.801
17/07/2008	2	144.722	144.894	144.822
25/07/2008	3	134.714	135.191	135.135
29/07/2008	4	129.495	131.028	130.990

Tabla 3.9 Comparación de los volúmenes calculados de forma manual y con el sistema GESGAS con los volúmenes cargados por el buque de los primeros nueve cargamentos estudiados. (Continuación).

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)		
		Buque	Manual	GESGAS
05/08/2008	5	174.963	175.015	175.007
15/08/2008	6	178.645	178.937	178.865
22/08/2008	7	160.054	160.242	160.162
26/08/2008	8	127.277	127.434	127.404
29/08/2008	9	180.111	180.682	180.573

De acuerdo con lo establecido en convenios internacionales, el porcentaje de desviación entre las cifras volumétricas determinadas en tierra y buque no debe

exceder el 0,3%. Este porcentaje de desviación entre las cifras es determinado mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ desv} = \frac{\text{Volumen buque} - \text{Volumen tierra}}{\text{Volumen mayor}} \times 100 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

A partir del décimo cargamento, efectuado el día 05 de Septiembre del 2008, se incorporaron al sistema GESGAS las tablas API 6B para producto que contenía los factores VCF con cinco cifras decimales para ser aplicada tanto a tanques como esferas y a su vez fue incluido al programa el cálculo del factor de corrección por techo flotante (FRA), mediante una hoja de cálculo que fue elaborada por personal de PDVSA calificado para esta operación e incorporada al sistema GESGAS mediante un programador. Para el cargamento efectuado el día 05 de Septiembre del año 2008 se muestran en las figuras 3.8 y 3.9 los resultados obtenidos por el sistema GESGAS para determinar el volumen transferido por el tanque de gasolina D9.80908 y en las figuras 3.10 y 3.11 se reflejan los valores obtenidos por el sistema GESGAS para el caso del volumen transferido por la esfera D9.80911.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh) no fue incorporado por la aplicación GESGAS para ningún recipiente de almacenamiento involucrado en los cargamentos estudiados.

Nivel producto			
45.177			
Pie	Pulg.	Fracción	
45	2	1	/ 8
Nivel agua			
0.167			
Pie	Pulg.	Fracción	
0	2	0	/ 0
Temperatura [°F]			92.1
Gravedad [°API]			80.2
Vol. Total Observado(TOV) [Bls]			75289.86
Vol. Libre Agua(FW) [Bls]			94.12
Corr. Temp. Pared(CTSh)			1.0
Ajuste Techo Flot(FRA)			-33.76
Vol. Observado Bruto(GOV) [Bls]			75161.98
Corr. Temp. Líquido(CTL)			0.97423
Vol. Bruto Estándar (GSV)			73225.0558
% Agua y Sedimento (S&W%)			0.0
Volumen Neto Estándar(NSV) [Bls]			73225.0558
Volumen Total Calculado(TCV) [Bls]			73319.0

Figura 3.8 Valores iniciales del tanque de gasolina D9.80908.

Nivel producto				
25.583				
Pie	Pulg.	Fracción		
25	7	0	/	0
Nivel agua				
0.167				
Pie	Pulg.	Fracción		
0	2	0	/	0
Temperatura [°F]				90.3
Gravedad [°API]				80.2
Vol. Total Observado(TOV) [Bls]				42149.17
Vol. Libre Agua(FW) [Bls]				94.12
Corr. Temp. Pared(CTSh)				1.0
Ajuste Techo Flot(FRA)				-32.57
Vol. Observado Bruto(GOY) [Bls]				42022.48
Corr. Temp. Líquido(CTL)				0.97569
Vol. Bruto Estándar (GSV)				41000.9135
% Agua y Sedimento (S&W%)				0.0
Volumen Neto Estándar(NSV) [Bls]				41000.9135
Volumen Total Calculado(TCV) [Bls]				41095.0

Figura 3.9 Valores finales del tanque de gasolina D9.80908.

Nivel producto				
43.563				
Pie	Pulg.	Fracción		
43	6	3	/	4
Temperatura [°F]				85.8
Gravedad [°API]				93.3
Vol. Total Observado(TOV) [Bls]				23460.3
Vol. Libre Agua(FW)				0.0
Corr. Temp. Pared(CTSh)				1.0
Ajuste Techo Flot. (FRA)				0.0
Vol. Observado Bruto(GOY) [Bls]				23460.3
Corr. Temp. Líquido (CTL)				0.97729
Vol. Bruto Estándar(GSV) [Bls]				22927.5166
% Agua y Sedimento(S&W%)				0.0
Volumen Neto Estándar(NSV) [Bls]				22927.5166
Volumen Total Calculado(TCV) [Bls]				22928.0

Figura 3.10 Valores iniciales de la esfera de pentano D9.80911.

Nivel producto				
36.552				
Pie	Pulg.	Fracción		
36	6	5	/	8
Temperatura [°F]				87.3
Gravedad [°API]				93.3
Vol. Total Observado(TOV) [Bls]				18423.347
Vol. Libre Agua(FW)				0.0
Corr. Temp. Pared(CTSh)				1.0
Ajuste Techo Flot. (FRA)				0.0
Vol. Observado Bruto(GOV) [Bls]				18423.347
Corr. Temp. Líquido (CTL)				0.97596
Vol. Bruto Estándar(GSV) [Bls]				17980.4497
% Agua y Sedimento(S&W%)				0.0
Volumen Neto Estándar(NSV) [Bls]				17980.4497
Volumen Total Calculado(TCV) [Bls]				17980.0

Figura 3.11. Valores finales de la esfera de pentano D9.80911.

En la tabla 3.10 se especifican los resultados obtenidos de forma manual y con la aplicación GESGAS para los cargamentos restantes efectuados desde el día 05 de Septiembre del 2008 hasta el día 04 de Octubre del mismo año con la incorporación al sistema GESGAS del factor de corrección por techo flotante (FRA) y la utilización por parte de dicho sistema del VCF con cinco cifras decimales y son comparados con los volúmenes determinados por el buque.

Tabla 3.10 Comparación de los volúmenes calculados de forma manual y con el sistema GESGAS con los volúmenes cargados por el buque de los siete últimos cargamentos estudiados.

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)		
		Buque	Manual	GESGAS
05/09/2008	10	169.285	169.868	169.801
10/09/2008	11	180.016	181.086	181.007
18/09/2008	12	174.051	174.588	174.519
24/09/2008	13	55.980	56.526	56.505
27/09/2008	14	109.995	110.142	110.094
02/10/2008	15	160.106	160.462	159.540
04/10/2008	16	149.406	149.735	149.676

3.3.2.- Gravedad API del cargamento

Para conocer la gravedad API de la mezcla pentano/gasolina natural cargada al buque, primeramente deben transformarse todos los volúmenes netos estándares finales (NSV_E) despachados por cada recipiente de la planta a toneladas métricas, empleando el respectivo factor de corrección extraído de las tablas API 13. (Ver apéndice E.5). Luego se procede a dividir el peso neto total en toneladas métricas determinado entre el volumen neto transferido por todos los recipientes de almacenamiento de la planta, aplicando la ecuación 2.8, para determinar el coeficiente en toneladas métricas y finalmente se lee en la tabla API 13 la gravedad API del cargamento a partir del valor del coeficiente obtenido. Esta gravedad será la empleada para obtener el volumen cargado al buque.

Aplicando este procedimiento al primer cargamento correspondiente al buque Overseas Ambermar, se procedió a transformar el volumen neto estándar del tanque

D9.80919 equivalente a 62.603,97 Bls a toneladas métricas empleando la tabla API 13, a partir de la gravedad API del tanque que corresponde a 80,6 °API, resultando un factor igual a 0,10578. De esta manera se aplicó la ecuación 2.5 y se obtuvo lo siguiente:

$$TMBE = 0,10578 \times 62.603,97 = 6.622,25TM$$

De igual forma se siguió el procedimiento para determinar el peso en toneladas métricas del producto almacenado en las esferas D9.80911 y D9.80920, resultando los valores de 1.647,02 TM y 1.074,34 TM respectivamente.

Luego se procedió a sumar el volumen neto final de cada recipiente y el peso neto en toneladas métricas obtenido y mediante la ecuación 2.8 se determinó el coeficiente de toneladas métricas de la siguiente forma:

$$Coef.TMB = \frac{9.343,61}{89.805} = 0,104043$$

Finalmente se introdujo este valor en la tabla API 13 y se aproximó al valor del coeficiente igual a 0,10406, obteniendo una gravedad API igual a 83,1°API, empleada para realizar los cálculos respectivos de los volúmenes cargados a cada tanque del buque.

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

Esta gravedad API fue la que posteriormente se empleó para realizar el cálculo del volumen total cargado a buque, asumiéndose la misma gravedad API para todos los tanques de la embarcación, lo cual se considera erróneo, ya que el pentano y la gasolina natural no se transfieren de forma simultánea durante todo el cargamento, por lo que no se obtiene una mezcla homogénea en todos los tanques del buque, originando por tanto, que se reciba pentano/gasolina natural en proporciones diferentes en cada tanque y por ende, cada uno tendrá una gravedad API particular que depende precisamente de la proporción en que estén presentes ambos productos en cada recipiente, así como también de la manera en que fueron llenados los recipientes de la embarcación.

A continuación se especifica mediante la tabla 3.11 el número de tanques del buque dispuestos a la carga de pentano/gasolina natural para cada cargamento estudiado y la forma cómo éstos eran llenados, información que se obtuvo mediante entrevistas realizadas al personal de cada embarcación.

Tabla 3.11 Cantidad de tanques de carga de cada buque y forma de llenado de los mismos.

Fecha	Cargamento	Nº de tanques	Llenado de tanques
15/07/2008	1	4	Primero 2 tanques y luego los 2 restantes
17/07/2008	2	8	Los 8 tanques de forma simultánea
25/07/2008	3	6	Primero 4 tanques y luego los 2 restantes
29/07/2008	4	6	Primero 4 tanques y luego los 2 restantes
05/08/2008	5	8	Los 8 tanques de forma simultánea
15/08/2008	6	8	Primero 6 tanques y luego los 2 restantes

Tabla 3.11 Cantidad de tanques de carga de cada buque y forma de llenado de los mismos. (Continuación)

Fecha	Cargamento	N° de tanques	Llenado de tanques
22/08/2008	7	8	Los 8 tanques de forma simultánea
26/08/2008	8	6	Los 6 tanques de forma simultánea
29/08/2008	9	8	Primero 4 tanques y luego los 4 restantes
05/09/2008	10	10	Primero 4 tanques, luego otros 4 tanques y finalmente los 2 restantes
10/09/2008	11	7	Primero 4 tanques y luego los 3 restantes
18/09/2008	12	6	Primero 4 tanques y luego los 2 restantes
24/09/2008	13	2	Los 2 tanques de forma simultánea
27/09/2008	14	6	Los 6 tanques de forma simultánea
02/10/2008	15	6	Los 6 tanques de forma simultánea
04/10/2008	16	6	Primero 4 tanques y luego los 2 restantes

La forma de llenado de los tanques del buque es también un factor muy importante que incide en la gravedad API del cargamento, puesto que se considera que cuando los tanques son llenados de forma simultánea recibirán por igual el producto transferido, mientras que si reciben la carga de forma parcial, es decir, primero se cargan una cantidad de tanques y luego otra del mismo barco, el producto cargado no será el mismo en todos los recipientes de la embarcación ya que la mezcla transferida desde la planta no es totalmente homogénea, afectando directamente el valor de gravedad API de cada tanque y por ende, el volumen cargado a cada uno de ellos.

Para comprobar que la gravedad API del producto contenido en cada tanque del buque era distinta, se procedió a analizar en el laboratorio de la planta varias muestras tomadas de cada recipiente del barco en un total de tres cargamentos.

De esta manera, se acudió al barco Troitsk el día 10 de Septiembre del año 2008, correspondiente al cargamento número 11, y en compañía del operador de la planta y del operador del buque se tomaron un total de siete muestras, una por cada tanque, y se enviaron al laboratorio para obtener la gravedad API de cada muestra tomada y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 3.12.

Tabla 3.12 Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Troitsk correspondiente al cargamento 11.

Nº Tanque	Gravedad API	Temperatura (°F)
1P	84,2	95,2
1S	82,7	95,2
2P	83,5	95,4
2S	84,4	95,2
3P	83,9	93,2
4P	81,1	95,4
4S	82,5	95,0

Se puede evidenciar que las gravedades API de cada recipiente son distintas y difieren en su mayoría de la gravedad API del cargamento determinada previamente cuyo valor fue de 82,5 °API. Este análisis se repitió para los cargamentos 12 y 16 y los resultados obtenidos se muestran en las tablas 3.13 y 3.14.

Tabla 3.13 Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Stena Concord correspondiente al cargamento 12.

N° Tanque	Gravedad API	Temperatura (°F)
2P	81,2	91,3
2S	81,6	91,4
3P	80,1	90,3
3S	79,5	90,4
5P	81,1	91,9
5S	79,9	92,1

Tabla 3.14 Gravedad API obtenida para cada tanque del buque Mare Caribbean correspondiente al cargamento 16.

N° Tanque	Gravedad API	Temperatura (°F)
2P	80,7	90,9
2S	80,5	90,9
4P	81,8	92,3
4S	82,2	92,1
6P	79,7	89,6
6S	79,9	89,4

Considerando estos nuevos valores de gravedad API obtenidos para cada tanque y la temperatura de los mismos, se determinaron nuevamente los factores de corrección de volumen (VCF) y se calculó el volumen neto cargado al buque, resultando un total de *179.958 bls* para el cargamento 11, *174.166 bls* para el cargamento 12 y *149.432 bls* para el cargamento 16.

3.3.3.- Formación de vapores en las esferas de pentano

Durante la descarga de pentano desde las esferas de almacenamiento de la planta hacia la tubería, se produce la formación de vapores en el interior de los recipientes debido a la ligera variación que ocurre en las condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentra el pentano almacenado en las esferas. La corriente de pentano está sometida en el interior del recipiente a presiones muy cercanas a la presión atmosférica, alcanzando presiones de vacío en la mayoría de los casos, lo que ocasiona la vaporización parcial del líquido contenido en las esferas, ya que este producto está constituido por compuestos muy volátiles y muy sensibles a estos cambios de presión. Generalmente, durante la transferencia de pentano, se observa una leve disminución de la presión y de la temperatura, así como también un aumento del espacio vacío presente en el interior de la esfera, lo que acarrea en la vaporización de parte del líquido contenido en el recipiente, con el fin de alcanzar el equilibrio líquido-vapor dentro de la esfera.

Antes de iniciar el despacho de pentano desde la esfera y luego de culminar la carga de este producto hacia el buque, se considera que la mezcla multicomponentes presente en el interior del recipiente permanece en equilibrio líquido-vapor, debido a que está sometido durante cierto tiempo a condiciones constantes de temperatura y presión, que se mantienen mientras no se esté despachando producto.

De esta manera se aplica la ecuación 2.12 para las condiciones de temperatura, presión, nivel y composición iniciales y finales obtenidas del aforo de la esfera, con el objeto de determinar la composición de las especies presentes también en estado gaseoso, que se corresponden a aquellas cuyos puntos de ebullición estén cercanos a la temperatura a la que se encuentra el recipiente, y de esta forma poder cuantificar la cantidad de vapor formado durante la transferencia y por consiguiente la cantidad real despachada hacia el buque, considerando la vaporización parcial del líquido.

Tabla 3.15 Contantes de Antoine de cada especie de la mezcla. ^[27]

Componente	A	B	C
Isobutano	6,91048	946,35	246,68
Normal-butano	6,80896	935,86	238,854
Isopentano	6,83315	1.040,73	235,45
Normal-pentano	6,85296	1.064,84	233,01

A partir de la data obtenida para el primer cargamento del buque Overseas Ambermar, para el caso de la esfera D9.80911, se determinaron las presiones de saturación de cada compuesto a la temperatura inicial de aforo del recipiente que fue de 76,5 °F, equivalente a 24,72 °C, aplicando la ecuación 2.13 para el isobutano, el normal-butano, el isopentano y el normal-pentano, por poseer puntos de ebullición cercanos a la temperatura a la que se encuentra el recipiente inicialmente y por ende ser estos compuestos los que pasan a la fase de vapor. Así, mediante los valores de las constantes de Antoine de cada compuesto, extraídos de la tabla 3.15, se calculó la presión de saturación del isobutano de la siguiente forma:

$$\log P^{sat} = 6,91048 - \frac{946,35}{24,72 + 246,68} = 3,42356$$

$$P^{sat} = 2.651,92 \text{ mmHg} = 51,28 \text{ psia}$$

Para el normal butano se aplicó nuevamente la ecuación 2.13 obteniéndose:

$$\log P^{sat} = 6,80896 - \frac{935,86}{24,72 + 238,854} = 3,2583$$

$$P^{sat} = 1.812,62 \text{ mmHg} = 35,05 \text{ psia}$$

De igual forma se aplicó para el isopentano, resultando:

$$\log P^{sat} = 6,83315 - \frac{1.040,73}{24,72 + 235,45} = 2,83296$$

$$P^{sat} = 680,703 \text{ mmHg} = 13,16 \text{ psia}$$

Así mismo se procedió con el normal-pentano, obteniendo:

$$\log P^{sat} = 6,85296 - \frac{1.064,84}{24,72 + 233,01} = 2,72135$$

$$P^{sat} = 526,44 \text{ mmHg} = 10,18 \text{ psia}$$

Luego se procedió a determinar la composición del isobutano en estado gaseoso mediante la ecuación 2.12, con los datos de composición de dicho compuesto en estado líquido tomados del apéndice C y la presión inicial extraída de la tabla 3.3 para la esfera 911, teniéndose:

$$y_i = \frac{0,00279 \times 51,28 \text{ psia}}{11,0 \text{ psia}} = 0,0130$$

De igual forma se procedió para calcular la composición del normal-butano, el isopentano y el normal-pentano, resultando:

$$y_i = \frac{0,02134 \times 35,05 \text{ psia}}{11,0 \text{ psia}} = 0,068$$

$$y_i = \frac{0,52547 \times 13,16 \text{psia}}{11,0 \text{psia}} = 0,6287$$

$$y_i = \frac{0,30926 \times 10,18 \text{psia}}{11,0 \text{psia}} = 0,2862$$

Dado que la mezcla gaseosa se encuentra por lo general dentro de la esfera a presiones muy bajas, próximas a la presión atmosférica así como a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente, es considerada como una mezcla ideal, por lo cual se parte de la ecuación de estado para gases ideales para determinar la masa de vapor formada en las condiciones iniciales de la esfera D9.80911, como sigue a continuación: ^[21]

$$P \times V = n \times R \times T \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

P = presión de la mezcla dentro de la esfera. (psia)

V = volumen vacío de la esfera. (pie³)

n = número de moles de la mezcla gaseosa. (lbmol)

R = constante universal de los gases. (pie³ psia/R lbmol)

T = temperatura de la mezcla dentro de la esfera. (°R)

A su vez se conoce que el número de moles de la mezcla de gas es igual a la relación entre la masa de la mezcla gaseosa y el peso molecular de la misma. Sustituyendo esta relación en la ecuación 3.1 se tiene que la masa del gas se obtiene mediante:

$$m = \frac{P \times V}{R \times T} \times \overline{PM} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

El peso molecular promedio de la mezcla (\overline{PM}) se determinó a partir de las composiciones y pesos moleculares de cada especie presente en la fase gaseosa mediante la siguiente ecuación: ^[21]

$$\overline{PM} = \sum PM_i \times y_i \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

\overline{PM} = peso molecular promedio de la mezcla gaseosa. (lb/lbmol)

PM_i = peso molecular de cada componente de la mezcla gaseosa. (lb/lbmol)

y_i = composición molar de cada componente de la mezcla.

Sustituyendo las composiciones de cada compuesto determinadas en la fase gaseosa en la ecuación 3.3, para las condiciones iniciales de la esfera 911 del primer cargamento, se tiene:

$$\overline{PM} = 58,123 \times 0,00279 + 58,123 \times 0,02134 + 72,15 \times 0,52547 + 72,15 \times 0,30926$$

$$\overline{PM} = 70,72 \text{ lb/lbmol}$$

El volumen del vapor se corresponde al volumen del espacio vacío presente en la esfera y se determina restando al volumen total de la esfera el volumen del líquido obtenido (GSV). El volumen total de la esfera se determina mediante la siguiente ecuación:

$$V = \frac{1}{6} \times \pi \times d^3 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

V = volumen total de la esfera. (pie^3)

d = diámetro de la esfera. (pie).

El diámetro se obtiene de la hoja de datos de la esfera D9.80911 cuyo valor es de $72,7 \text{ pie}$, dicha esfera posee las mismas dimensiones que la esfera D9.80920; por tanto el volumen total es:

$$V = \frac{1}{6} \times \pi \times (72,7 \text{ pie})^3 = 201.187,9 \text{ pie}^3$$

Este volumen total de la esfera será el mismo para todos los cálculos posteriores realizados para el resto de los cargamentos estudiados. Luego, se llevó el GSV inicial de la esfera cuyo valor fue de 33.865,41 Bls 911 a unidades de pie^3 , resultando un GSV igual a $190.137,61 \text{ pie}^3$ y se calculó el volumen del espacio vacío, resultando:

$$V_g = (201.187,9 - 190.137,61) \text{ pie}^3 = 11.050,29 \text{ pie}^3$$

Posteriormente se procede a calcular la masa de vapor formada mediante la ecuación 3.2 de la siguiente manera:

$$m = \frac{11,0 \text{ psia} \times 11.050,29 \text{ pie}^3}{10,731 \frac{\text{psia} \times \text{pie}^3}{\text{lbmol} \times R} \times 537,17^\circ R} \times 70,72 \frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} = 1.491,27 \text{ lb}$$

Una vez determinada la masa de vapor formada previo al inicio del despacho de pentano desde la esfera 911, se procedió a obtener la masa de vapor formada al

finalizar el despacho de producto desde el recipiente, en las condiciones finales de presión y temperatura de aforo de la esfera, aplicando el mismo procedimiento descrito anteriormente y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.16.

Tabla 3.16 Variables obtenidas para determinar la masa de vapor formada al final de la carga de la esfera D9.80911 en el primer cargamento.

Sustancia	P_i^{sat} (psia)	Y_i	Masa (lb)
Isobutano	57,62	0,01276	15.836,84
Normal-butano	39,61	0,06708	
Isopentano	15,13	0,63110	
Normal-pentano	11,77	0,28896	

Luego se determinó la masa de vapor neta formada dentro del recipiente durante el despacho de pentano restando la cantidad de vapor final menos la cantidad de vapor inicial, resultando un total de *14.345,57 lb*.

Para conocer la cantidad de producto real despachada desde la esfera 911 considerando la vaporización de líquido, se llevó el peso en toneladas métricas del pentano transferido por la esfera, obtenida en la sección 3.3.2 equivalente a *1.647,02 TM*, a unidades de libra, resultando *3.631.036,762 lb* de líquido y finalmente se restó a esta cantidad el vapor neto formado en la esfera, teniendo *3.616.691,192 lb* de líquido realmente transferidos que equivalen a *16.380,56 Bls*, que fueron transformados de unidades de masa a volumen a partir de la ecuación 2.5, empleando el coeficiente de toneladas métricas, que no es más que la densidad del líquido.

Todo el procedimiento descrito previamente se aplicó nuevamente para determinar la cantidad de líquido transferido realmente desde la esfera D9.80920 y los resultados se reflejan en la tabla 3.17.

Tabla 3.17 Variables para determinar el volumen real transferido desde la esfera D9.80920 en el primer cargamento.

Sustancia	Inicial		Final	
	Pi sat (psia)	Yi	Pi sat (psia)	Yi
Isobutano	57,72	0,00966	53,68	0,00972
Normal-butano	39,68	0,06745	36,78	0,06764
Isopentano	15,16	0,63156	13,90	0,62662
Normal-pentano	11,80	0,29032	10,78	0,28699
Masa (lb)	2.214,54		10.999,41	
Vapor neto (lb)	8.784,88			
Volumen real transferido (bls)	10.715,34			

De igual forma se procedió sucesivamente para obtener el volumen transferido desde cada esfera involucrada en los siguientes cargamentos estudiados considerando la vaporización de líquido en el interior del recipiente y los resultados se visualizan en el apéndice H.

3.3.4.- Apertura de la válvula de 3/4'' que interconecta la línea de descarga de la bomba D3-80949A y la línea de ACCRO (Tren D) de recibo de los tanques de gasolina

En la línea de descarga de la bomba D3.80949A por la que fluye la corriente de pentano o gasolina natural, se encuentra una válvula de compuerta de 3/4'' (ver apéndice L.8) operada manualmente, la cual no se especifica en los planos de

procesos. Esta válvula interconecta mediante una línea de 1/2'' a la descarga de dicha bomba (ver apéndice I.7) con la línea de recibo de los tanques de gasolina proveniente de ACCRO (tren D (ver apéndice I.8)), con la finalidad de aliviar la presión existente en línea de descarga de la bomba que posteriormente se une a la línea de carga de 12'' que va directamente a muelle, la cual llega a presiones de hasta 600 psig por el efecto del calentamiento de la gasolina natural que se encuentra atrapada en la tubería una vez finalizado cada cargamento. Así, esta válvula es abierta manualmente al finalizar cada despacho de pentano/gasolina natural, para evitar la sobrepresión en las tuberías, enviando el fluido directamente al recibo de los tanques de gasolina mediante dicha interconexión. Luego, la válvula debe cerrarse antes de iniciar con el empaque de la línea de carga a muelle para proceder posteriormente al despacho de ambos productos.

En el cargamento número 11 del buque Troitsk efectuado el día 10 de Septiembre del año 2008 no fue cerrada dicha válvula por parte del operador, por lo que permaneció abierta durante aproximadamente 24 horas que equivale al tiempo en que demoró el buque en cargar la totalidad de la mezcla, originando el desvío de una parte del producto despachado hacia la línea de recibo de los tanques, la cual no pudo ser contabilizada para efectos de determinar con exactitud el volumen neto transferido al barco. Es por esta razón que se determinó mediante una simulación, empleando el simulador PIPEPHASE 9.0, el flujo que circula por la línea que interconecta a la descarga de la bomba con el recibo de los tanques, para contabilizar el flujo real que es enviado a la línea de carga a muelle estando abierta dicha válvula.

3.3.4.1.- Realización del esquema de la interconexión

Para elaborar el esquema donde se visualiza la distribución de las líneas interconectadas mediante la válvula y que posteriormente se empleó para realizar la simulación, se hizo un estudio de los planos de procesos del área de almacenaje de la

planta (ver apéndices A y B) y mediciones directas de campo utilizando un odómetro, que es un instrumento tipo carretilla que facilita las mediciones a largas distancias. Una vez ejecutadas las diversas mediciones hechas en campo se elaboró el siguiente esquema mostrado en la figura 3.12 donde se especifica la disposición de las líneas interconectadas, así como su diámetro y longitud medidos en unidades de pie y pulgadas.

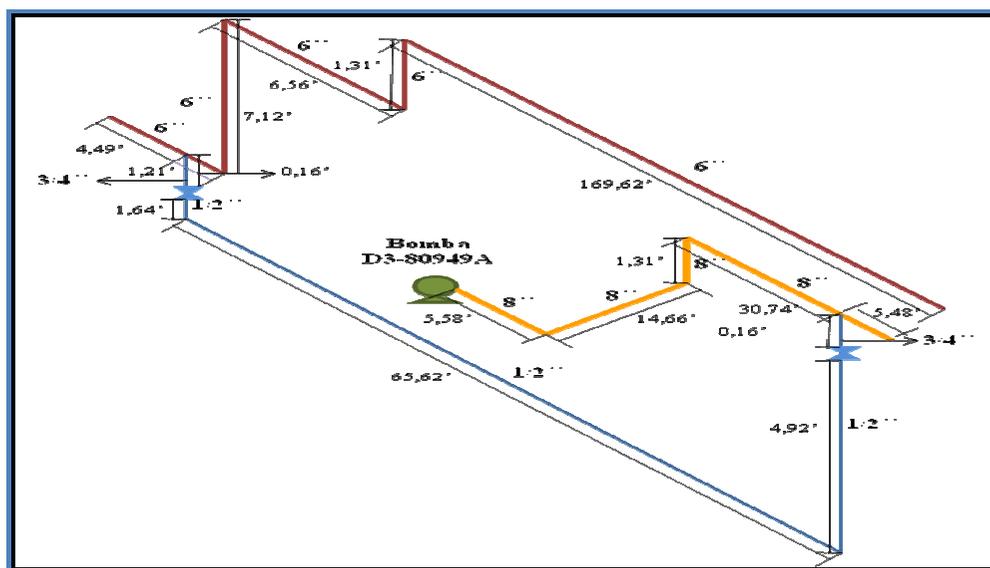


Figura 3.12 Esquema de la interconexión entre la línea de descarga de la bomba 49A y la línea de recibo de los tanques de gasolina.

Este esquema permite visualizar los valores de distancias a la que se encuentran la cantidad de accesorios (codos y válvulas), conexiones y ramificaciones que conforman la red hidráulica de esta parte del sistema a evaluar, además de los cambios de altura y de longitud horizontal presentes en el mismo.

3.3.4.2.- Datos utilizados para la simulación

El producto escogido como referencia para determinar el flujo que circula por la línea de 1/2'' fue la gasolina natural ya que es el fluido que circula por mayor tiempo a través de la bomba 49A en comparación con el pentano, debido a la proporción de cantidades de gasolina natural y pentano despachados hacia los buques de 3:1. Los datos que permiten caracterizar la corriente se tomaron a las condiciones de descarga de la bomba, que son consideradas como las condiciones más extremas a las que se somete el fluido durante todo su recorrido y la composición empleada fue la de diseño de la gasolina natural producida en la planta, especificada en el manual de operaciones de la planta y mostrada en la tabla 2.2. Se utilizó el simulador HYSYS 3.2 para obtener los valores de capacidad calorífica, viscosidad y gravedad API de la gasolina natural que fluye por la red hidráulica de tuberías representada en el esquema anterior.

Los datos de longitud, diámetro, caudal y presión de las líneas fueron tomados a través de mediciones directas realizadas en campo, mediante las especificaciones de la bomba encontradas en la hoja de datos de la misma y por medio de lecturas realizadas en los manómetros ubicados uno a la descarga de la bomba y otro en la tubería de recibo de gasolina natural proveniente de ACCRO (tren D), así como también mediante la placa que registra el caudal, ubicada en esta misma tubería. En la tabla 3.18 se muestran los datos de presión, temperatura y caudal empleados para la realización de las simulaciones.

Tabla 3.18 Datos operacionales utilizados para las simulaciones realizadas en HYSYS y PIPEPHASE.

Producto/Línea	Presión (Psig)	Temperatura (°F)	Caudal (BPD)
----------------	----------------	------------------	--------------

Gasolina Natural	170	92	71.145,31
Línea de descarga de la bomba	180	90	71.142,86
Línea de recibo de los tanques	50	120	6.931,00

3.3.4.3.- Procedimiento para introducir los datos iniciales en las simulaciones

- **Simulador HYSYS 3.2**

El primer paso consiste en seleccionar la opción *File* ubicada en la barra de herramientas de la pantalla, seguidamente de las opciones *New/Case*.

Luego se introducen los componentes del fluido y la ecuación de estado a emplearse para esta simulación. Para ello se presiona el botón *Add* y se van introduciendo uno a uno los componentes que conforman la gasolina natural y una vez añadidos, se cierra la ventana y se seleccionan las opciones *Fluid Pkgs/Add/Peng Robinson* siendo éste el paquete termodinámico escogido ya que se está trabajando con hidrocarburos. Luego se cierra esta ventana, y se selecciona la opción *Enter Simulation Environment* para entrar al ambiente de simulación. En la paleta que aparece en el extremo derecho del ambiente de simulación se selecciona la flecha azul para añadir una corriente de materia.

Seguidamente se eligen las opciones *Composition/Edit/Mole Fractions* y se añade la composición de cada componente de la gasolina natural en fracción molar. Posteriormente se selecciona la opción *Conditions* y se especifica el nombre de la corriente, la presión, temperatura y caudal del fluido en sus respectivas unidades, quedando de esta manera caracterizada la corriente para que así el simulador pueda calcular el resto de las propiedades del fluido.

- **Simulador PIPEPHASE 9.0**

Al iniciar el programa se selecciona la opción *File* ubicada en la barra de herramientas, seguidamente de la opción *New*, permitiendo identificar el nombre del archivo de simulación para posteriormente guardarlo y proceder a la introducción de los datos al programa.

Luego se despliegan una serie de ventanas a través de las cuales se configura la simulación indicando primeramente el tipo de simulación, que para este caso particular se seleccionó la opción *Network Model* porque es la que se ajusta a los diversos cálculos que se requieren, al tipo de fluido manejado y por tratarse de un estudio realizado a un sistema de tuberías interconectadas. Seguidamente aparece otra ventana donde se especifica el tipo de fluido con el que se va a trabajar, escogiéndose la opción de líquido (*Liquid*) para el caso de la gasolina natural. Y por último aparece la ventana a través de la cual se seleccionó la opción *Petroleum*, como sistema de unidades utilizado para las diversas variables involucradas en la simulación

Seguidamente se presiona la tecla *Finalizar* y aparece una nueva ventana donde se configuran las propiedades del fluido, para lo cual se selecciona la opción *Edit* y se despliega otra ventana donde se insertan la gravedad API, la capacidad calorífica y la viscosidad del líquido (ver figura 3.13) determinados mediante la simulación realizada en el programa HYSYS 3.2.

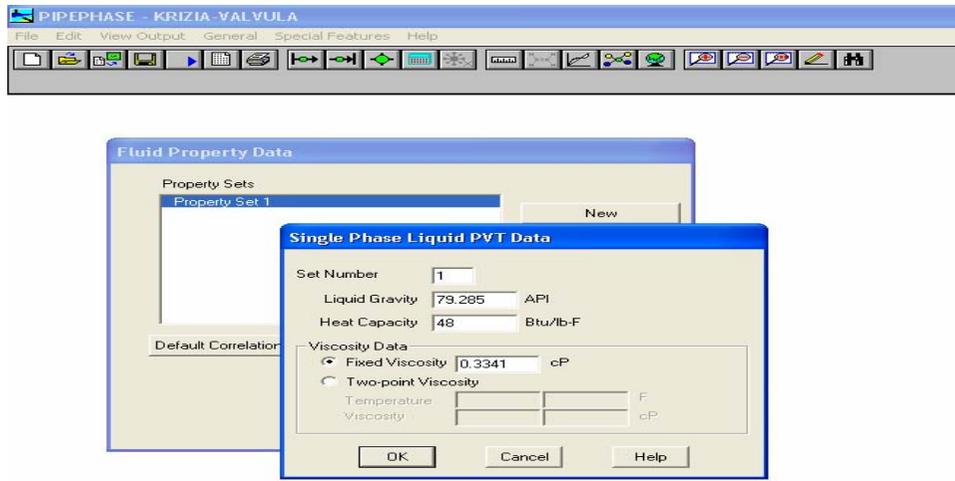


Figura 3.13 Ventana donde se visualizan las propiedades del fluido.

Luego aparece nuevamente la pantalla inicial y en ella se seleccionan en la barra de herramientas la opción *Source* (entrada) y *Sink* (salida) indicando el punto de salida y llegada del sistema de tuberías a estudiar. Como en este caso están implicadas dos líneas que se interconectan mediante la válvula, se seleccionaron dos entradas (sources) y dos salidas (sink), una para cada tramo de tubería estudiada. Se selecciona cada source para definir las condiciones de presión, caudal y temperatura a las que se encuentra el fluido y una vez fijados estos valores, se definen las condiciones de los sources, de modo que se coloca una estimación de los valores de presión y caudal que pueda presentar el fluido en el punto final de cada línea, de modo que el simulador pueda realizar los cálculos respectivos y determinar con exactitud las condiciones reales de los puntos de llegada (sink) de cada tramo de tubería.

Adicionalmente también se seleccionó desde la barra de herramientas del simulador la opción *Juntion* (nodo) para indicar las interconexiones presentes entre el par de líneas estudiadas. De esta forma la configuración final del sistema de tuberías queda como se refleja en la figura 3.14.

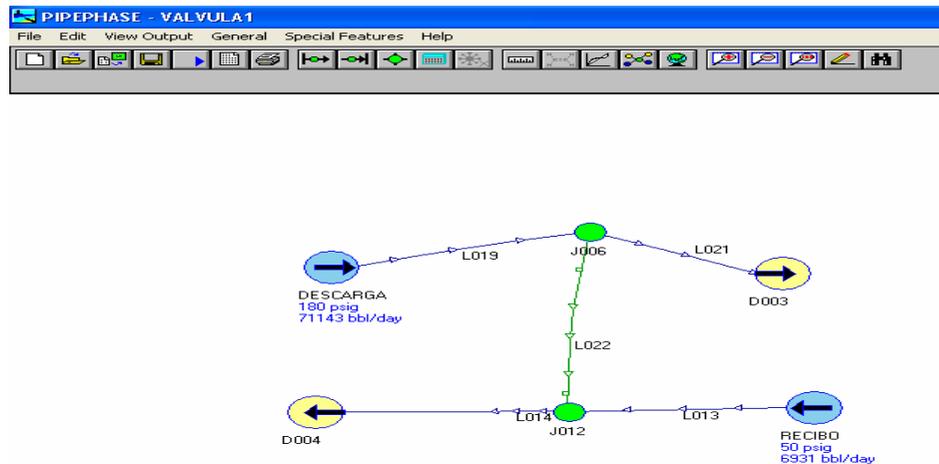


Figura 3.14 Configuración del sistema de tuberías estudiado.

Una vez definidas las entradas y salidas se proceden a colocar las líneas de flujo que salen de un source y llegan a una junction (unión), y de aquí a un sink para montar la red hidráulica. Estas se especifican seleccionando los links e inmediatamente aparece una nueva ventana en la que se encuentra una paleta de accesorios a la derecha que posee varios íconos que representan válvulas, tramos de tuberías, codos, expansiones, contracciones, etc. Para seleccionar algunos de estos accesorios se presiona la opción deseada y posteriormente se abre otra ventana en la que se deben especificar las principales características del accesorio escogido.

Para el caso de los tramos de tuberías se especifica su diámetro, su longitud, elevación, su cédula y rugosidad. Para efecto de cálculos, PIPEPHASE utiliza la ecuación de Moody, como opción predeterminada incluida en el simulador, con la cual se obtienen resultados muy acertados para los líquidos. Si la tubería es horizontal el valor de la elevación es igual a cero y si es vertical, el valor de la elevación será igual al valor de la longitud de la tubería, y se coloca un signo positivo o negativo dependiendo si el líquido fluye hacia arriba o hacia abajo respectivamente. Para el caso de los codos, se especificó su ángulo, diámetro y

cédula y para las válvulas se definió el tipo de válvula, correspondiente a compuerta y el diámetro de la tubería de entrada y salida de la misma.

Para finalizar se presiona la opción *Run* en la barra de herramientas y luego se presiona la tecla *Check* para verificar que el número de valores estimados sea igual al de valores fijos y después se selecciona la opción *Run* para iniciar la corrida de la simulación. El reporte obtenido donde se especifican los resultados de la simulación se puede observar en el apéndice I.10.

3.4.- Propuesta de opciones que disminuyan las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque

Para el desarrollo de esta etapa se analizaron las desviaciones encontradas en el proceso de despacho de pentano/gasolina natural desde los tanques de almacenamiento hasta los recipientes del buque, así como también los factores principales encontrados que incidían en estas diferencias volumétricas, para luego proceder a la propuesta de opciones que permitan optimizar este proceso de manera de atenuar las diferencias de volumen existentes entre tierra y buque.

3.4.1.- Implantación de un lazo de control que permita la transferencia del pentano durante todo el cargamento

Esta propuesta consiste en incorporar un lazo de control que relacione el flujo de descarga de las bombas D3.80949A y D3.80975A de manera que se logre despachar pentano durante todo el cargamento, regulando el flujo de descarga del mismo a través de la bomba 49A. Esto podrá lograrse empleando un tipo de control denominado control de razón, el cual requiere de la mezcla de dos corrientes de líquidos (A y B) en determinada proporción o razón (R), de manera que: ^[18]

$$R = \frac{B}{A} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Para el caso particular de la transferencia de pentano/gasolina natural, A y B serán las corrientes de descarga de gasolina natural por la bomba 75A y de pentano a través de la bomba 45A respectivamente y R será el valor de la presión de vapor reid (RVP) máximo permitido de la mezcla, que equivale a 14,5 psia.

De esta manera, se medirá el flujo de ambas corrientes por medio de dos placas ubicadas en las líneas de descarga de cada bomba y se controlará el flujo de pentano proveniente de la descarga de la bomba a través de una válvula de control, tal como se muestra en la figura 3.15, para cumplir con la especificación de la mezcla despachada representada por el valor asignado a la variable R de acuerdo con lo expresado en la ecuación anterior.

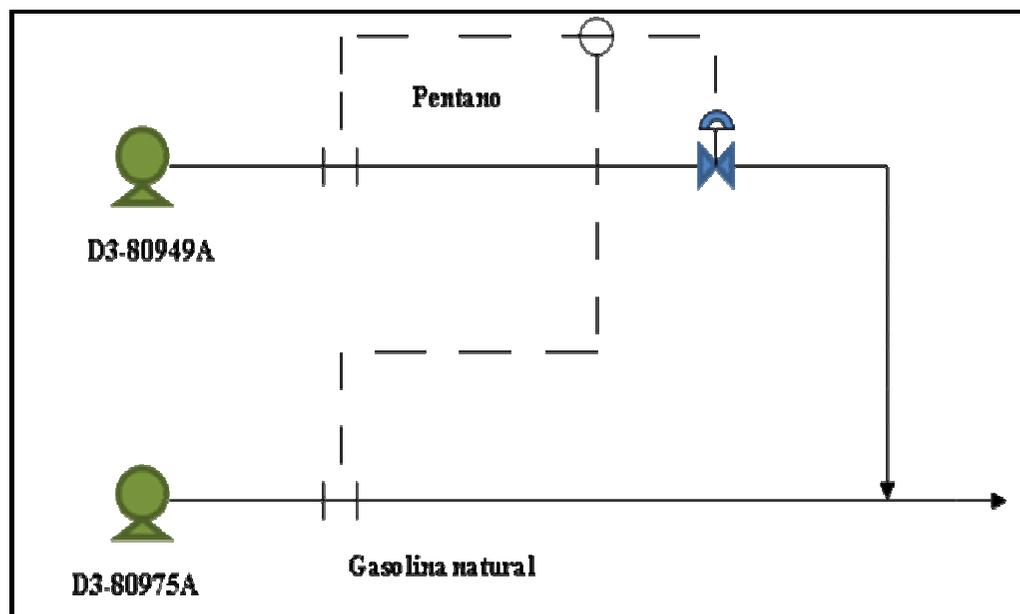


Figura 3.15 Esquema de lazo de control implementado en la descarga de las bombas.

A partir del valor conocido o fijado del flujo de gasolina a través de la bomba 75A, que se corresponde al caudal de operación de descarga de la bomba igual a 2.075 gpm o 3.000 bls/h, así como también de los valores de RVP individuales, de los tanques de gasolina y pentano desde los cuales se transferirán los productos y de la razón fijada, igual a 14,5 psia, se determina el flujo de pentano necesario para que se cumplan las condiciones fijadas y se ejerce la acción respectiva sobre la válvula de control, aumentando o disminuyendo el flujo de pentano según convenga, para lograr despacharlo simultáneamente con la gasolina durante todo el cargamento. Esto implica que se requiere de una herramienta que debe incorporarse a la lógica de control que relacione el RVP de la mezcla con el flujo de pentano requerido, de forma que pueda ejecutar satisfactoriamente la acción deseada, dicha herramienta está representada por la ecuación 3.6, la cual es empleada por el personal de la planta para determinar el RVP de la mezcla despachada al finalizar cada cargamento. La ecuación 3.6 viene dada por:

$$RVP = \frac{Q_{C_2} \times RVP_{C_2} + Q_{C_1}}{Q_{C_2} + Q_{C_1}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

= flujo de pentano. (bls/h)

= flujo de gasolina. (3.000 bls/h).

Así puede determinarse la cantidad de pentano necesaria a ser despachada para cumplir con los requerimientos, por ser la única variable desconocida, y por consiguiente el caudal al que debe despacharse el pentano por la descarga de la

bomba 49A, que será regulado de forma automática mediante la orden enviada a la válvula de control. Cabe destacar que esta propuesta resulta de mucha utilidad puesto que constantemente se cambian los recipientes desde los cuales se despachan ambos productos en un cargamento, y por ende, las condiciones de RVP de cada producto cambian, originando variaciones constantes del flujo de descarga de la bomba de pentano, que mediante la implantación de este lazo de control, puede ser conocido y establecido con facilidad.

3.4.2.- Instalación de medidor en línea tipo coriolis en la tubería 12''-CA-80990A de carga de la mezcla pentano/gasolina natural

El medidor tipo coriolis es un instrumento que registra en tiempo real y de forma automática el flujo volumétrico y másico, la densidad y la temperatura del fluido que circula por una tubería, permitiendo cuantificar de forma mucho más precisa, rápida y sencilla el volumen real de producto despachado a través de la línea. Por esta razón se propone la instalación de un medidor tipo coriolis en la línea de 12'' a través de la cual se transfiere la mezcla pentano/gasolina natural directamente a muelle, en un área extensa, a aproximadamente 600 metros de la descarga de las bombas. En la figura 3.16 se muestra el esquema de instalación típica del medidor Coriolis, de acuerdo a lo especificado en la norma API 5.6, junto con lo equipos y accesorios requeridos.

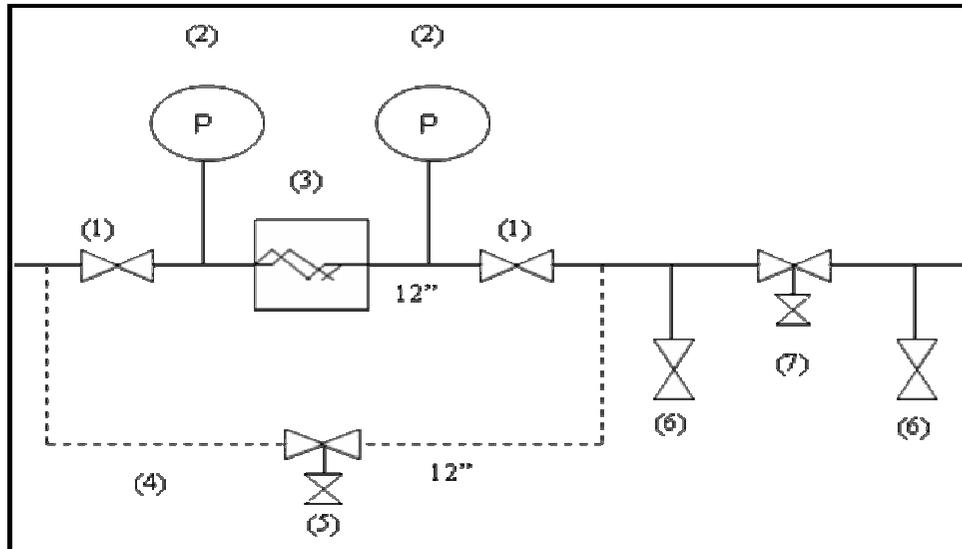


Figura 3.16 Esquema de instalación del medidor coriolis.

Leyenda:

- (1) Válvulas de bloqueo.
- (2) Manómetros.
- (3) Medidor coriolis.
- (4) Bypass de 12'' de espesor de tubería.
- (5) Válvula de bloqueo y drenaje.
- (6) Válvulas de bloqueo.
- (7) Válvula de bloqueo y drenaje.

El medidor en línea requiere de un área extensa para ser instalado, primeramente por el bypass que es necesario incorporar para que el fluido circule por éste en caso de que el medidor haya sido retirado de la línea principal para operaciones de mantenimiento, y en segundo lugar porque se necesita de un espacio suficientemente amplio, que facilite la incorporación del probador compacto aguas abajo del medidor coriolis, para poder calibrar el instrumento. Por otra parte, el tipo

de material característico de las tuberías, válvulas y accesorios incorporados para esta propuesta, es de acero al carbón, cédula 40.

3.5.- Estudio económico preliminar de las propuestas planteadas para minimizar las diferencias volumétricas tierra-buque

El estudio económico se basó en un análisis clase V para determinar de forma aproximada los gastos necesarios para la ingeniería conceptual, ya que se posee poca información en relación a las propuestas planteadas y los cambios que éstas involucran, así como la especificación de todos los materiales y equipos requeridos, por lo que este análisis sólo comprende la especificación de los costos de materiales necesarios para la ejecución de cada opción planteada y un cálculo aproximado de lo que debe invertirse para la instalación de los equipos y materiales, para la instrumentación y la etapa de ingeniería y construcción.

Los gastos necesarios para la ejecución de la propuesta del lazo de control se especifican en la tabla 3.19, donde se detallan los accesorios necesarios que deben adquirirse y los gastos que involucran la instalación de quipos, instrumentación y la etapa de ingeniería y construcción.

Tabla 3.19 Costos necesarios para la materialización del lazo de control.

Accesorios	Cantidad	Precio Unitario		Precio Total	
		Bs. F	Dólar (\$)	Bs. F	Dólar (\$)
Válvula de control de 8''	1	30.000	13,95	30.000	13.953,5
Brida de 8''	2	300	0,14	600	279,1

Placa orificio de 8''	2	2.100	0,98	4.200	1.953,5
Subtotal				34.800	16.186,1
Instalación de accesorios				10.440	4.855,8
Instrumentación				2.088	971,2
Ingeniería y Construcción				3.132	1.456,7
TOTAL				50.460	23.469,8

Cada uno de los precios mostrados fue proporcionado por el departamento de estimación de costos de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.

Por otra parte, los gastos requeridos para la instalación del medidor Coriolis se señalan en la tabla 3.20, junto con los equipos y accesorios necesarios. Se debe tener en cuenta, que al igual que los gastos especificados anteriormente para la implantación de la primera propuesta, éstos también fueron suministrados por el departamento de estimación de costos de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.

Tabla 3.20 Costos necesarios para la instalación del medidor tipo Coriolis.

Equipos y Accesorios	Cantidad	Precio Unitario		Precio Total	
		Bs. F	Dólar (\$)	Bs. F	Dólar (\$)
Válvula de bloqueo de 12'' para la línea de carga a muelle y bypass	4	30.000	13.953,5	120.000	55.814,0
Brida de 12''	8	1.000	465,1	8.000	3.720,8
Manómetro	2	212	98,6	424	197,2

Medidor tipo coriolis	1	210.799	98.046,0	210.799	98.046,0
Tubería de 12'' para el bypass	15 metros	430	200	6.450	3.000
Codo de 90° y 12''	2	680	316,3	1.360	632,6
Válvula de bloqueo de 6'' para probador compacto	2	7.700	3.581,4	15.400	7.162,8
Brida de 6''	4	170	79,1	680	316,4
Tubería de 6'' para probador compacto	5 metros	150	69,77	750	348,85
Subtotal				363.863	169.238,6
Instalación de accesorios				109.158,9	50.771,6
Instrumentación				21.831,8	10.154,3
Ingeniería y Construcción				32.747,7	15.231,5
TOTAL				527.601	245.395,8

En esta estimación. los costos por instalación de accesorios y equipos representan un 30% del total de dinero necesario para la adquisición de dichos equipos (subtotal), mientras que el gasto de instrumentación así como el costo de la ingeniería y construcción representan para este análisis el 20% y 30% respectivamente del gasto necesario para la instalación de los equipos. De esta manera, mediante una sumatoria algebraica de los gastos necesarios para la adquisición de los equipos, la instalación de los mismos, la instrumentación requerida y la etapa de ingeniería y construcción se obtiene el costo total requerido para la implantación de cada propuesta planteada.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1.- Discusión de resultados

4.1.1.- Sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose

Como ya se explicó, el pentano es almacenado en dos esferas presurizadas de 35.000 bls de capacidad cada una y la gasolina en tres tanques de techo flotante, dos con capacidades de 80.000 bls y uno con capacidad de 120.000 bls. En la transferencia de ambos productos están involucradas originalmente dos bombas de acuerdo con lo indicado en el manual de operaciones, que son las bombas D3.80949 y D3.80975 que descargan hacia la tubería 12''-CA-80990 que va directamente al muelle 8, y posteriormente fue construida una línea nueva de descarga hacia muelle denominada 12''-CA-80990A, con características idénticas a la línea vieja, que descarga en el muelle 9 y es surtida mediante otras dos bombas nuevas: D3.80949A y D3.80975A, también idénticas a las bombas originales.

Bajo estas condiciones de operatividad la tasa de carga hacia el buque era de 8.300 gpm que equivale a 11.857,14 bls/h. Tomando como referencia un cargamento con capacidad nominal de 180.000 bls el tiempo necesario para la carga de ambos productos es de aproximadamente 15 horas. Sin embargo, debido al deterioro progresivo de la línea de carga 12''-CA-80990 y la presencia de algunas

perforaciones a través de las cuales se fugaba producto, la línea fue puesta fuera de servicio, por lo que en la actualidad se dispone únicamente la línea de carga 12''-CA-80990A que es surtida por las dos bombas nuevas, y se necesita el doble del tiempo para poder transferir ambos productos en dicho cargamento.

Originalmente se contaba además, según el manual de operaciones, con dos medidores de flujo colocados uno en la descarga de la bomba D3.80949/49A por la cual circula pentano ó gasolina y otro dispuesto en la línea de 12'' de carga al muelle, previo a la conexión de la descarga de la bomba de pentano con dicha línea. Estos medidores se encargarían de enviar la señal al controlador de flujo con la finalidad de mantener la relación de mezcla pentano/gasolina en proporción 1/1, actuando sobre la válvula de control dispuesta en la línea de descarga de la bomba de pentano, permitiendo transferir una mezcla simultánea y homogénea durante todo el cargamento.

Este lazo de control nunca estuvo operativo, por lo que no se ejerce control en la proporción de mezclado de ambos productos, sino que se transfieren de forma cuasi-simultánea, ya que al inicio del cargamento siempre se despacha gasolina por ambas bombas durante un tiempo determinado; posteriormente se despacha pentano por la bomba 49A y gasolina por la bomba 75A a un caudal de 2.075 gpm cada uno que equivale aproximadamente a 3.000 bls/h, siendo ésta la capacidad de cada una de las bombas; y finalmente se despacha nuevamente gasolina por ambas bombas, sin ninguna medición de flujo o restricción del mismo aplicable a ambos productos durante toda la transferencia. Esto hace que la mezcla enviada a los tanques de buque no sea homogénea, originando que la gasolina y el pentano se mezclen en proporciones diferentes en cada uno de los recipientes, según la forma en cómo éstos sean llenados.

Otras incongruencias encontradas luego de hacer un estudio de los planos de procesos radican en que no se especifican en los mismos las líneas de recirculación de las bombas nuevas D3.80949A/75A que se unen al cabezal de 6'' de recibo de los tanques de gasolina y tampoco se detalla la válvula de 3/4'' dispuesta en la descarga de la bomba 49A con conexión a la línea de recibo de los tanques, que es operada manualmente y se emplea para despresurizar la línea de 12'' de carga a muelle una vez finalizada la carga, por lo cual tuvo que acudir al campo y entrevistar a los operadores y panelistas para obtener información confiable sobre esta condición.

Cabe destacar además que inicialmente sólo se despachaba gasolina natural hacia los buques de carga en el terminal marino, pero debido a los altos inventarios de pentano, originados por la baja demanda de este producto en el mercado se comenzó a adicionar pentano en los cargamentos de gasolina natural. En un principio se incorporaba pentano al final del cargamento para contrarrestar el alto inventario de este producto, procurando que el RVP no excediera la especificación requerida.

Luego, se preparaba la mezcla pentano/gasolina natural en uno de los tanques de gasolina, adicionando pentano hasta obtener un RVP de 14 psia, ya que el valor máximo permitido por el recipiente es de 15 psia, así la mezcla transferida hacia el buque era totalmente homogénea, pero la desventaja de este procedimiento radica en que durante la transferencia no podía adicionarse más pentano para evitar que el RVP excediera el valor de 14,5 psia ocasionando altos inventarios de este producto. Además almacenar un producto como pentano que posee alto RVP en los tanques de gasolina ocasionaba a la larga desgaste de las gomas que soportan el techo flotante ó desviación e inclinación del mismo, lo cual generaría medidas erróneas al momento de aforar los recipientes.

Actualmente suele adicionarse a los tanques de gasolina, una cierta cantidad de pentano, hasta obtener un RVP de 12 psia aproximadamente, de forma que también pueda añadirse pentano desde las esferas, durante la transferencia de productos. El contenido de todos los tanques de gasolina es analizado en el laboratorio posteriormente de producirse la mezcla de pentano/gasolina natural en dichos recipientes.

Debido a que no existía una fiscalización por parte del MENPET en la transferencia de estos productos, los volúmenes despachados desde la planta hacia el buque, mientras se ejecutaban los procedimientos anteriores descritos, eran ajustados a la cantidad reportada por el buque por lo que no pudo cuantificarse las diferencias volumétricas producidas aplicando estos procedimientos. A partir del mes de Mayo del año 2007 comenzaron a fiscalizarse las cifras reportadas en los cargamentos de pentano/gasolina natural tanto los emitidos por la planta como por el buque y se apreciaron las diferencias significativas producidas entre ambas cifras, cuando se ejecutaba el cargamento siguiendo el procedimiento actual, estableciéndose como cifra oficial la reportada por tierra y siendo ésta por lo general mayor que la cifra de buque, razón por la cual se originaron muchas discrepancias e inconformidades por parte de los clientes.

Dada esta problemática se hizo un estudio comparativo despachando únicamente gasolina en una serie de cargamentos donde se obtuvo una diferencia promedio de 16 Bls a favor de buque, y posteriormente al incorporar pentano en la transferencia se obtuvo una diferencia promedio de 1.588 Bls a favor de tierra, siendo este producto el principal responsable de las diferencias producidas. Es por ello que inicialmente para el desarrollo de este proyecto se pretendían aplicar diversos procedimientos tales como preparar la mezcla pentano/gasolina natural en un tanque de gasolina y despachar producto únicamente desde ese recipiente, o

enviar cada producto por separado a través de las bombas, es decir, por cargas, así como también aplicar el método ejecutado en la actualidad, con la finalidad de estudiar el grado de afectación del pentano al ser incorporado en la transferencia; pero debido a los altos inventarios de pentano que se presentan continuamente en la planta y por la condición de operatividad de la válvula de succión del tanque D9.80919 de gasolina, la cual se encuentra abierta permanentemente en un 2% por fallas en la misma, se ha imposibilitado el despacho de pentano/gasolina natural a través de estas alternativas, teniéndose que usar obligatoriamente el tanque D9.80919 para el despacho de gasolina en todos los cargamentos desarrollados.

4.1.2.- Seguimiento al proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural desde tierra hasta el buque

Un total de dieciséis (16) cargamentos ejecutados desde el 15 de Julio del año 2.008 hasta el 4 de Octubre del mismo año fueron seleccionados para su estudio en el transcurso del desarrollo de la investigación, y durante el seguimiento realizado a cada cargamento, abarcando todos los pasos que deben seguirse para lograr un despacho de pentano/gasolina natural de forma eficiente desde la planta hasta el buque en el terminal marino, se encontraron diversas deficiencias en el proceso de descarga de la mezcla que influyeron en la cifra final obtenida tanto del volumen despachado por la planta como del volumen cargado por el buque, y por ende, en las diferencias producidas entre ambas cifras reportadas. A continuación se especifican cada una de las deficiencias encontradas en el seguimiento realizado al proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural desde tierra a buque, para cada cargamento efectuado.

A. Aforo de los tanques de gasolina

El tanque de gasolina D9.80919 se caracteriza por presentar la boca de aforo en una posición fija, a un lado del techo flotante del tanque, lo que facilita su acceso al

momento de realizar la medición de nivel y temperatura en dicho tanque. Se conoce que por descuido de algún operador fue arrojado accidentalmente un recipiente empleado para la toma de muestra para análisis de laboratorio, que se introduce también en la boca de aforo, quedando depositado en el fondo de la misma. Esto obliga a los operadores a introducir la cinta de medición empleada para el aforo de este tanque, con sumo cuidado, procurando que la plomada de medición no choque con este recipiente sino que toque directamente el fondo, para poder obtener una medida de nivel de gasolina precisa. En algunas oportunidades esta situación no era del conocimiento del operador, por lo que se pudo haber obtenido una medida inexacta del nivel de gasolina, a pesar de que se tuviese como referencia la medida reportada por el panel de almacenamiento en la sala de control de la planta y de que se haya hecho la medición en varias ocasiones hasta obtener un valor repetitivo del nivel de forma consecutiva.

El espesor del recipiente utilizado para tomar muestras es de aproximadamente 4 pulgadas, lo que equivale a un total de 450 Bls aproximadamente de acuerdo con la tabla de calibración del tanque 919, que para un cargamento base de 180.000 barriles, considerando los cargamentos estudiados con mayor capacidad nominal de carga, representa un 0,22% de diferencia en las cifras volumétricas que puede ser a favor del buque o a favor de tierra según se haya cometido el error en la medición de nivel al inicio o al final del despacho respectivamente. Este porcentaje representa la diferencia que se produciría entre las cifras de tierra y buque si únicamente se estuviese presentando esta deficiencia en el proceso de despacho, e igual aplica para las deficiencias explicadas posteriormente.

Por otra parte, la boca de aforo de los tanques de gasolina D9.80908 y D9.80909 se encuentra encima del techo flotante de los recipientes, por lo que debe bajarse hasta la superficie del techo y desde allí introducir la cinta plomada en la

boca de aforo para tomar el nivel, cuya medida puede verse afectada por el peso que ejerce el operador e inspector independiente al momento de situarse encima del techo para hacer la medición.

B. Toma de temperatura en los tanques de gasolina y esferas de pentano

Para la toma de temperaturas de los tanques de gasolina se emplea un *thermoprobe* modelo TP-7 con certificado de calibración vigente desde el mes de Junio del año 2008 hasta el mes de Junio del siguiente año, y es manipulado por el operador de la planta para medir la temperatura en los tanques de gasolina, para lo cual introduce el cable de dicho instrumento dentro de la boca de aforo de cada recipiente y toma tantas mediciones como corresponda según el nivel del líquido contenido en el tanque para ese momento. En el cargamento 6 del buque St Johannis, efectuado el día 15 de Agosto del año 2008, se presentó una falla en el *thermoprobe* por lo que se asumió la temperatura de $84,6\text{ }^{\circ}\text{F}$ para el tanque D9.80908 tanto al inicio como al final de la descarga, como resultado del valor promedio de temperatura obtenido de una serie de cargamentos previamente ejecutados, en los que se empleaba este recipiente para la descarga.

Esto influye de manera significativa en la obtención del volumen despachado por la planta, ya que la temperatura final por lo general es menor y es empleada para calcular el factor de corrección por techo flotante (FRA), el factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh) y el factor de corrección de volumen (VCF). Si se hubiese considerado este impacto en la obtención del volumen transferido por este recipiente, el volumen final resultaría mayor al reportado que fue de $38.112,21$ Bls para el tanque 908 y por consiguiente el volumen neto estándar final sería menor al determinado que se correspondió al valor de $41.494,70$ Bls, reduciendo de esta forma la diferencia entre las cifras volumétricas obtenidas en

tierra y buque para este cargamento, ya que la cifra de tierra fue de 178.937 Bls y la del buque fue de 178. 645 Bls.

En cuanto a la medición de temperatura realizada en las esferas de pentano, se empleó para ello un instrumento digital denominado TDR tipo FLUKE con certificado de calibración emitido en el mes de Julio del año 2008 y con vigencia de un año aproximadamente. Por razones de falla de batería en este instrumento y por desconocimiento de algunos operadores sobre la manipulación de este dispositivo para medir la temperatura en las esferas, se asumieron nuevamente temperaturas de igual valor tanto al inicio como al final de la descarga desde cada esfera, afectando de igual forma el cálculo del CTSh y del VCF para estos recipientes y por ende del volumen neto estándar transferido.

Los cargamentos en los cuales se produjo este inconveniente fueron el cargamento 5, del buque Elka Delos efectuado el día 05 de Agosto del 2008, donde se asumió la temperatura de 85 °F para la esfera D9.80911 tanto al inicio como al final del aforo, en ambas transferencias realizadas desde este recipiente; el cargamento 6 del buque St Johannis ejecutado el día 15 de Agosto del año 2008, donde se asumió igualmente el valor de 85° F para ambas esferas, y el cargamento 7 del buque DL Colmos realizado el día 22 de Agosto del mismo año, donde se asumió la temperatura de 89,1 °F tanto al inicio como al final de la descarga para la esfera 911 y la temperatura de 85 °F para la esfera 920 también al inicio y al final del despacho.

Debido a que la temperatura en las esferas es por lo general menor al finalizar el despacho de pentano, el resultado del volumen final sería mayor al determinado y por ende, el volumen neto estándar resultaría menor a la cifra calculada, transfiriéndose realmente menos producto y disminuyendo de esta forma la

diferencia entre las cifras determinadas en tierra y buque para los tres cargamentos mencionados.

C. Introducción de datos en el programa GESGAS

El volumen despachado por cada recipiente de almacenamiento determinado por el sistema GESGAS es el considerado como oficial para ser reportado en los informes de despacho de productos desde la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, lo cual convierte al programa GESGAS en una herramienta sumamente importante para el cálculo de cantidades de hidrocarburos y donde cualquier error producido en éste representa un impacto en las cantidades volumétricas despachadas.

En el cargamento número 9 del buque British Serenity efectuado el día 29 de Agosto del año 2008 el panelista encargado de introducir los datos de temperatura, nivel y gravedad API de cada recipiente involucrado en la transferencia, cometió el error de introducir un valor de temperatura final en la esfera 920 correspondiente a $89,6^{\circ}F$, distinto al obtenido por el aforo que fue de $86,9^{\circ}F$, por lo que el volumen neto obtenido por el programa para la esfera 920 fue de 22.753 Bls, mientras que el determinado manualmente considerando la temperatura de aforo fue de 22.772,47 Bls, teniendo una diferencia de 17,47 Bls que representan un 0,01% de diferencia aproximadamente para este cargamento. Como se evidencia el volumen neto calculado de forma manual, en concordancia con el procedimiento descrito, es mayor al reportado por el GESGAS cuando debería realmente ser menor puesto que la temperatura final de aforo es menor a la introducida en el programa, pero la diferencia se atribuye a que el programa no considera el cálculo del factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque (CTSh), que produce un aumento en los volúmenes hallados.

De igual forma se produjo este error en el cargamento 15 del buque Stena Conquest, realizado el 02 de Octubre del año 2008, donde el panelista introdujo el valor de temperatura final para el tanque de gasolina 919 igual a 89,2 °F, cuando realmente el valor obtenido por aforo fue de 88,2 °F, resultando un volumen igual a 74.559 Bls despachados por este tanque y determinado mediante el sistema GESGAS, y 74.549,15 Bls calculados manualmente, produciéndose una discrepancia de 10 barriles que representan un 0,00625% de diferencia para este cargamento.

D. Cálculo del volumen total cargado al buque

Para determinar el volumen total cargado por el buque, el inspector independiente contratado por PDVSA es el encargado de efectuar los cálculos pertinentes para lograr obtener el volumen neto transferido. Al igual que para determinar el volumen despachado desde los tanques de almacenamiento de la planta, el procedimiento a seguir para el caso del buque es muy similar y parte así mismo de los datos de nivel, temperatura y gravedad API de cada tanque de la embarcación. Cabe destacar que en el aforo de los tanques del buque sólo están presentes el operador del buque y el inspector independiente, cuando deberían estar presentes también un representante del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) y un operador de la planta para certificar las medidas realizadas. De igual forma, durante el cálculo manual que realiza el inspector independiente de la cantidad cargada a cada tanque del buque, debería también presentarse el personal de MENPET y operador de la planta a fin de validar los resultados obtenidos y cerciorarse que hayan sido obtenidos de acuerdo a lo planteado en la normativa.

Debido a que no se hace el respectivo seguimiento al procedimiento de cálculo para obtener el volumen neto cargado por el buque por parte del personal pertinente para ello, se pudo observar como resultado de las visitas realizadas a las embarcaciones, que el inspector independiente utilizaba las tablas API 6B para

cálculo del factor de corrección de volumen (VCF) desactualizadas, caracterizadas por presentar los factores con sólo cuatro cifras decimales y por ser tabulados dichos factores a partir de valores de temperatura observada y gravedad API corregida a 60 °F que variaban de 0,5 en 0,5 décimas, teniendo que realizar interpolaciones en la mayoría de los casos para determinar el factor a las condiciones de temperatura y gravedad API reales.

Para cuantificar esta deficiencia, se tomó como base el cargamento 6 del buque St Johannis, efectuado el día 15 de Agosto de 2008, y se determinó el volumen total cargado al buque a través de las tablas 6B actualizadas y emanadas del Ministerio de Energía y Petróleo, que son las mismas que se emplean en la planta para el cálculo de volumen despachado por tierra y se obtuvo un volumen total de *178.501* Bls sin aplicarle corrección por el factor de experiencia (VEF), en contraste con el volumen determinado por el inspector independiente que equivale a *178.484* Bls, produciéndose una discrepancia de *17* Bls a favor del buque, que representan un 0,0094% de diferencia.

Por otra parte, en varias ocasiones no se aplicó la corrección del factor de experiencia del buque (VEF) al volumen total (GSV), por parte del inspector independiente, reportándose una cifra errónea que por lo general incrementaba las diferencias volumétricas entre las cifras de tierra y buque, por lo que se consideró este factor por iniciativa propia, de forma de cumplir con lo establecido en la normativa. Considerando el mismo cargamento mencionado previamente, la cifra reportada como oficial en el informe final de despacho de producto fue de *178.484* Bls, sin considerar el factor de corrección VEF, mientras que la cifra corregida por el factor fue igual a *178.645* Bls, difiriendo en *161* Bls que representan un 0,09% de diferencia.

4.1.3.- Factores que inciden en las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural entre tierra y buque

En esta sección se consideraron aquellos factores que producían un mayor impacto en las diferencias volumétricas entre las cifras determinadas en tierra y buque, realizando un estudio detallado de cada uno de ellos, obteniéndose el grado de afectación de los mismos. Estos factores estudiados son los descritos a continuación.

A. Aplicación GESGAS

Este sistema no realizaba el cálculo del factor de corrección por techo flotante (FRA), ni del factor de corrección por efecto de la temperatura en el pared del tanque (CTSh) y empleaba las tablas API 6B desactualizadas para determinar el factor de corrección de volumen (VCF) en los nueve primeros cargamentos estudiados, presentándose diferencias en cuanto al volumen total despachado por la planta, determinado mediante este sistema y calculados manualmente siguiendo el procedimiento descrito, con respecto al volumen de carga obtenido por el buque, las cuales se especifican en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Desviaciones encontradas entre las cifras reportadas manualmente y con el sistema GESGAS en tierra y las cifras reportadas por el buque para los 9 primeros cargamentos.

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)			%Desv	
		Buque	Manual	GESGAS	Manual	GESGAS
15/07/2008	1	90.308	89.805	89.801	0,56	0,56
17/07/2008	2	144.722	144.894	144.822	-0,12	-0,07
25/07/2008	3	134.714	135.191	135.135	-0,35	-0,31
29/07/2008	4	129.495	131.028	130.990	-1,17	-1,14

Tabla 4.1 Desviaciones encontradas entre las cifras reportadas manualmente y con el sistema GESGAS en tierra y las cifras reportadas por el buque para los 9 primeros cargamentos. (Continuación)

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)			%Desv	
		Buque	Manual	GESGAS	Manual	GESGAS
05/08/2008	5	174.963	175.015	175.007	-0,03	-0,03
15/08/2008	6	178.645	178.937	178.865	-0,16	-0,12
22/08/2008	7	160.054	160.242	160.162	-0,12	-0,07
26/08/2008	8	127.277	127.434	127.404	-0,12	-0,10
29/08/2008	9	180.111	180.682	180.573	-0,32	-0,26

Como se puede apreciar la cifra de volumen total despachado por tierra determinada manualmente es mayor a la cifra obtenida por el sistema GESGAS en los 9 cargamentos, debido a la consideración de los factores FRA y CTSh, así como de la utilización de las tablas actualizadas 6B para determinar el VCF. La diferencia promedio entre ambas cifras determinadas en tierra es de aproximadamente 50 Bls, lo que representa 0,03% de diferencia tomando como base un cargamento de 180.000 barriles de capacidad nominal. Así mismo se observa que en el primer cargamento la diferencia es reportada con signo positivo lo que indica que el volumen cargado al buque es mayor al de tierra, mientras que en los sucesivos cargamentos el volumen de tierra fue mayor al del buque, presentando la diferencia un signo negativo.

Posteriormente se hicieron modificaciones a este programa, a partir del décimo cargamento del buque Tosca efectuado el día 05 de Septiembre del año 2008, que comprendieron la actualización de las tablas API 6B para determinar el VCF, con cinco cifras decimales, así como también la inclusión del cálculo del factor FRA al programa, mediante una hoja de cálculo elaborada por personal calificado de

PDVSA desarrolla en Excel, siguiendo el procedimiento descrito en la norma API 11 para determinar la gravedad API observada del producto y mediante el cual se obtuvieron resultados muy similares a los de la gravedad API leída mediante la tabla 5B API, por lo cual se validó el uso de esta hoja de cálculo por parte del programa GESGAS. Sería recomendable aplicar esta hoja de cálculo para la obtención de la gravedad API observada del producto y por consiguiente del cálculo del FRA para los tanques de gasolina de forma manual, en sustitución a las tablas API 5B ya que presentan valores de temperatura y gravedad API con variación de 0,5 en 0,5 décimas, teniendo que acudir a las aproximaciones que generan diferencias de hasta 10 Bls aproximadamente, por efecto de este factor, que equivale a un 0,0056% de diferencia. A continuación se presentan en la tabla 4.2 las cifras obtenidas por el sistema GESGAS y las determinadas manualmente para los siete cargamentos restantes y el porcentaje de desviación en relación a las cifras obtenidas por el buque.

Tabla 4.2 Desviaciones encontradas entre las cifras reportadas manualmente y con el sistema GESGAS en tierra y las cifras reportadas por el buque para los 7 cargamentos restantes.

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)			%Desv	
		Buque	Manual	GESGAS	Manual	GESGAS
05/09/2008	10	169.285	169.868	169.801	-0,34	-0,30
10/09/2008	11	180.016	181.086	181.007	-0,59	-0,55
18/09/2008	12	174.051	174.588	174.519	-0,31	-0,27
24/09/2008	13	55.980	56.526	56.505	-0,97	-0,93
27/09/2008	14	109.995	110.142	110.094	-0,13	-0,09
02/10/2008	15	160.106	160.462	159.540	-0,22	0,35
04/10/2008	16	149.406	149.735	149.676	-0,22	-0,18

De igual forma se aprecia que en los siete cargamentos la cifra determinada manualmente es mayor a la determinada por el sistema GESGAS en un 0,04%, es decir un 0,01% mayor en comparación al porcentaje de diferencia obtenido cuando el programa GESGAS no había incluido estas modificaciones en su plataforma, representando un total de 60 Bls de diferencia promedio, donde 10 Bls son a causa de las discrepancias encontradas en cuanto al factor FRA y 50 Bls son originados por la omisión del cálculo del factor CTSh por parte del GESGAS que equivale a un total de 0,03% de diferencia para los cargamentos estudiados.

Por otra parte, en el cargamento 15 la cifra obtenida manualmente arrojó un porcentaje de desviación negativo, favoreciendo a tierra, mientras que la determinada por GESGAS resultó con un porcentaje de desviación positivo, favoreciendo al buque en este caso, esto debido al error producido por parte del panelista al momento de introducir los datos en el programa, mencionado anteriormente. Cabe destacar que estas diferencias entre las dos cifras de tierra se deben principalmente a la consideración del factor CTSh para el cálculo manual, que siempre tiende a ser mayor a la unidad, mientras que para el sistema GESGAS no se toma en cuenta, asumiendo un valor igual a la unidad para este factor.

B. Gravedad API del cargamento

Se conoce que se determina una gravedad API del total del producto cargado y ésta es empleada posteriormente por el inspector independiente para realizar los cálculos pertinentes para obtener el volumen cargado por cada tanque, considerando que todos tienen la misma gravedad API.

Al observar la tabla 3.11 se tiene que los tanques de los buques de los cargamentos 2,5,7,8,13,14 y 15 fueron llenados de forma simultánea, recibiendo de esta forma cantidades de pentano y gasolina natural en igual proporción, pese a que

no fueran transferidos de forma simultánea desde la planta en la totalidad de cada cargamento, y a su vez al analizar las tablas 4.1 y 4.2 se aprecia que en estos cargamentos el porcentaje de desviación obtenido fue de aproximadamente *0,12%*, siendo menor al *0,3%*, que es el valor de desviación máximo aceptado, exceptuando el cargamento 13, que por ser de poca capacidad una mínima diferencia entre los volúmenes determinados representa un gran porcentaje de desviación.

Por otra parte los cargamentos restantes en los cuales la carga de los tanques de buque se hizo de forma parcial, se tiene un porcentaje de desviación promedio igual a *0,45%* siendo mayor al *0,3%* establecido como límite, demostrándose que la mezcla pentano/gasolina natural no es homogénea en todos los tanques de buque, por lo que cada recipiente posee su temperatura y gravedad API particular, así como una proporción de pentano/gasolina natural distinta en cada uno de ellos, que pudiese hacerse uniforme la mezcla si se transfiere pentano y gasolina natural durante todo el cargamento, y no en un tercio de la totalidad del cargamento como se lleva a cabo actualmente, por lo que la proporción de mezcla pentano/gasolina es 1:3 cuando realmente debería ser 1:1.

Por esta razón se hizo un análisis de cada tanque de buque en tres cargamentos, donde se determino la gravedad API particular de cada recipiente y se obtuvieron los nuevos volúmenes de carga en base a esta información recopilada, obteniéndose para el cargamento 11 un volumen cargado por el buque de *179.958* Bls, mientras que el determinado por el inspector fue de *180.016* Bls; un total de *174.166* Bls considerando gravedad API particular para cada tanque del buque en el cargamento 12 y de *174.051* Bls obtenidos por el inspector; y *149.432* Bls para el cargamento 16, mientras que el volumen calculado por el inspector fue de *149.406* Bls. Aplicando este procedimiento se obtuvo una diferencia promedio de *66* Bls que equivale a un

0,037% y se redujeron las diferencias en los cargamentos 12 y 16 con respecto a la cifra manual obtenida en tierra.

C. Formación de vapores en las esferas de pentano

Para el cálculo de volumen despachado por las esferas de pentano en tierra se consideran estos recipientes como tanques de tipo atmosféricos, sin tener en cuenta que son recipientes presurizados en los cuales la presión es un factor determinante y muy importante para cuantificar los vapores formados en el interior de estos recipientes.

Durante la transferencia de pentano se produce la vaporización parcial del líquido contenido en el recipiente por efecto de la variación de las condiciones en el interior de las esferas, originando el despacho de menor cantidad de producto que el que se tendría realmente si no se hubiese vaporizado parte del líquido contenido en el recipiente con la finalidad de alcanzar el equilibrio líquido-vapor de la mezcla de pentano.

En la tabla 4.3 se muestran los volúmenes totales despachados en cada cargamento considerando la cantidad de vapor formada en el interior de las esferas de pentano involucradas en cada transferencia ($Manual_2$) y se comparan con los volúmenes obtenidos manualmente sin considerar la vaporización de líquido ($Manual_1$), así como la desviación de cada uno, con respecto a los volúmenes netos cargados por cada buque.

Tabla 4.3 Desviaciones encontradas entre el volumen total determinando considerando la formación de vapor en las esferas de pentano y el volumen calculado por el buque para cada cargamento.

Fecha	Cargamento	Volumen (bls)			%Desv	
		Buque	Manual ₁	Manual ₂	Manual ₁	Manual ₂
15/07/2008	1	90.308	89.805	89.700	0,56	0,6
17/07/2008	2	144.722	144.894	144.727	-0,12	-0,0035
25/07/2008	3	134.714	135.191	135.068	-0,35	-0,26
29/07/2008	4	129.495	131.028	130.956	-1,17	-1,12
05/08/2008	5	174.963	175.015	174.760	-0,03	0,12
15/08/2008	6	178.645	178.937	178.830	-0,16	-0,10
22/08/2008	7	160.054	160.242	159.995	-0,12	0,04
26/08/2008	8	127.277	127.434	127.280	-0,12	-0,0024
29/08/2008	9	180.111	180.682	180.569	-0,32	-0,25
05/09/2008	10	169.285	169.868	169.718	-0,34	-0,26
10/09/2008	11	180.016	181.086	180.958	-0,59	-0,52
18/09/2008	12	174.051	174.588	174.443	-0,31	-0,22
24/09/2008	13	55.980	56.526	56.460	-0,97	-0,85
27/09/2008	14	109.995	110.142	110.062	-0,13	-0,06
02/10/2008	15	160.106	160.462	160.348	-0,22	-0,15
04/10/2008	16	149.406	149.735	149.540	-0,22	-0,09

Se observa que en un total de 14 cargamentos de los 16 estudiados, lo que representa un 87,5% del total estudiado, se reduce considerablemente la desviación entre la cifra volumétrica determinada en tierra de forma manual considerando la formación de los vapores, denominada Manual₂ y la obtenida por el buque; en

comparación con la desviación presentada entre cifra calculada manualmente sin tomar en cuenta este factor, nominada $Manual_1$ y el volumen cargado al buque, encontrándose además que en sólo 4 cargamentos la diferencia entre tierra y buque sobrepasa la desviación máxima permitida del 0,3%.

De esta forma se tiene que al considerar la cantidad de vapor formado en el interior de las esferas se despachan aproximadamente 139 barriles promedio menos que el volumen total determinado manualmente, denominado $Manual_1$, reduciendo las diferencias entre las cifras de tierra y buque en un 0,077%.

D. Desviación de flujo desde la descarga de la bomba D3.80949A hasta el recibo de los anques de gasolina por interconexión mediante válvula de 3/4''

En el cargamento 11 del buque Troitsk, efectuado el día 10 de Septiembre del año 2008 se produjo una deficiencia en el proceso de despacho de la mezcla pentano/gasolina natural, ya que se dejó abierta la válvula de 3/4'', operada manualmente, que interconecta a la descarga de la bomba D3.80949A con la línea de recibo de los tanques de gasolina, a través de una línea de 1/2'', debido a un descuido de uno de los operadores de la planta, incumpliendo de esta forma con uno de los pasos del procedimiento que debe seguirse previo al despacho de productos en la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.

Debido a esta falla, parte de la mezcla transferida hacia el muelle pasó a través de la válvula que se encontraba 100% abierta y se dirigió hacia el cabezal de recibo de los tanques de gasolina, cargándose al buque menor cantidad de la que se envió realmente desde la planta, originando discrepancias en las cifras finales obtenidas. Por esta razón se realizó una simulación en PIPEPHASE 9.0 para cuantificar el flujo que pasa a través de la línea de 1/2'' cuando se encuentra abierta la válvula de 3/4'' en el transcurso de un cargamento de pentano/gasolina natural.

De acuerdo con lo expuesto en el apéndice I.9 se puede apreciar que el simulador realizó un total de tres iteraciones para determinar el flujo que llegaba a cada salida (sink) tanto de la línea de descarga de la bomba como de la línea de recibo de los tanques, partiendo de los valores estimados introducidos equivalentes a *71.110,859* BPD (barriles por día) para la salida de la descarga de la bomba 49A y a *6.980* BPD para la salida de la sección de tubería correspondiente a la línea de recibo de los tanques, cuyos flujos se establecieron aproximadamente iguales a los especificados en las llegadas de la descarga de la bomba y el cabezal de recibo. De esta forma, al finalizar la corrida de la simulación se puede apreciar en el apéndice I.10 los flujos reales calculados por el simulador que llegan a cada sumidero (sink), teniéndose un flujo de *70.283,8* BPD para la llegada de la línea de descarga de la bomba D3-80949A y un flujo de *7.789,9* BPD para la llegada de la línea de recibo de los tanques de gasolina.

Aplicando balance de materia, se tiene que el flujo neto desplazado a través de la interconexión, desde la línea de descarga de la bomba 49A hasta el cabezal de recibo de los tanques es la resta del flujo establecido en el punto de partida (source) de la descarga de dicha bomba equivalente a *71.142,859* BPD y el flujo calculado por el simulador para el punto de llegada de dicha línea, resultando un valor de *859,06* BPD, que se corresponde al valor obtenido si se resta el flujo que llega a la línea de recibo calculado por el simulador con el flujo de entrada de dicha línea establecido equivalente a *6.931* BPD.

La apertura de la válvula se mantuvo durante las primeras 12 horas del cargamento aproximadamente, siendo detectada en este momento la falla producida y por ende fue cerrada la válvula de inmediato, obteniéndose un total de *429,5* barriles que no fueron despachados hacia el buque sino que debido a la diferencia de presión, fueron recirculados al cabezal de recibo de los tanques por la apertura de la válvula,

representando un 0,24% de diferencia, que de modo generalizado, si se mantiene esta válvula abierta en la totalidad de un cargamento que dura aproximadamente 24 horas, la cantidad de flujo que se recircula es de 859 barriles aproximadamente, representando un 0,47% de diferencia.

E. Tablas de calibración de tanques y esferas

Todo equipo o dispositivo a través del tiempo sufre deformaciones originadas por la continua exposición de los mismos a las condiciones ambientales, por cambios de temperatura, dilatación térmica, presión hidrostática entre otras. La American Petroleum Institute (API) especifica que las calibraciones de los recipientes de almacenamiento involucrados en la transferencia de productos deben hacerse como máximo cada diez (10) años, debido a las deformaciones que sufren a través del tiempo.

De acuerdo con lo expresado en las tablas de calibración, los tanques de gasolina D9.80908 y D9.80909 así como la esfera de pentano D9.80911 fueron calibrados en el año 1985 y desde esa fecha no se ha hecho recalibración a ningún recipiente, por lo que estas tablas se siguen empleando en la actualidad, luego de transcurridos 24 años. Por otra parte la esfera de pentano D9.809200 y el tanque de gasolina D9.80919 fueron calibrados por primera vez en el año 1993 y desde esa fecha hasta la actualidad, cuando han transcurrido 16 años, no se ha realizado otra calibración.

Queda completamente claro que las tablas de calibración empleadas para determinar el volumen bruto observado (TOV) de acuerdo con el nivel leído en cada recipiente se encuentran totalmente desactualizadas, por lo que los valores de volumen leídos no se corresponden al realmente señalado para un nivel medido, ya que los tanques han sufrido deformaciones a lo largo de los años, caracterizadas

generalmente por el ensanchamiento de las paredes o rolos que conforman la estructura de estos tanques de almacenamiento, registrándose de esta manera un menor nivel, debido al ensanchamiento del recipiente y por ende, un menor volumen leído en las tablas, ocasionando la obtención de volúmenes despachados con cierto grado de imprecisión.

A continuación, se presenta en la tabla 4.4 un resumen de todos los posibles factores que inciden en las diferencias volumétricas entre las cifras de tierra y buque en base a un cargamento de 180.000 barriles, junto con el porcentaje de diferencia de cada uno de los factores.

Se puede observar que los factores que poseen mayor influencia en las diferencias de volumen se corresponden principalmente a la apertura de la válvula de 3/4'' que interconecta la descarga de la bomba 49A con la línea de recibo de los tanques de gasolina, con un 0,47% de diferencia, producida por descuido del operador; seguido al envase toma muestra ubicado en el fondo de la boca de aforo del tanque 919 de gasolina, con un 0,22% de diferencia y la omisión de corrección del volumen cargado al buque con el factor de experiencia (VEF), así como la formación de vapor en las esferas de pentano, con un 0,09% y 0,077% de diferencia respectivamente.

Tabla 4.4 Porcentajes de diferencia de los posibles factores que originan las diferencias volumétricas tierra-buque.

Posible factor	Barriles	% Diferencia
Toma muestra ubicado en el fondo de la boca de aforo del tanque D9-80919	450	0,22
Introducción de datos en el sistema GESGAS	14	0,008
Utilización de tablas API 6B para VCF desactualizadas	17	0,0094
Omisión de corrección por factor de experiencia del buque (VEF)	161	0,09
Uso de tablas API 5B con poca precisión para determinar FRA	10	0,0056
Omisión del cálculo del factor CTSh	50	0,027
Gravedad API distinta en cada tanque del buque	66	0,037
Formación de vapores en las esferas	139	0,077
Apertura de la válvula de 3/4''	859	0,47

4.1.4.- Selección de la mejor opción técnico-económica que minimice las diferencias volumétricas de la mezcla pentano/gasolina natural existentes entre tierra y buque

La primera propuesta planteada se basa en la instalación de un lazo de control en la descarga de las bombas D3.80949A/75A de manera que permita dosificar el flujo pentano despachado para que se transfiera en la totalidad del cargamento, junto con la gasolina natural, y de esta forma lograr despachar una mezcla completamente homogénea hacia los tanques del buque. Para ello será necesario reducir

considerablemente el flujo de descarga de la bomba 49A a través de la cual fluye el pentano para poder ser enviada durante todo el cargamento, evitando que la mezcla formada exceda el RVP máximo permisible que es de 14,5 psia, mientras que la gasolina natural fluirá a la máxima capacidad de descarga de la bomba 75A.

La implantación de esta propuesta solventaría la problemática relacionada a la gravedad API del cargamento, puesto que al despacharse simultáneamente la gasolina junto con el pentano en todo el cargamento, todos los recipientes del buque recibirán el mismo producto, sin importar si fueron llenados de forma simultánea o parcial, obteniéndose de esta manera una gravedad API única y constante para todos los tanques del buque. La erradicación de este factor como posible causa en las diferencias volumétricas entre tierra y buque contribuye a la disminución de dicha diferencia en un total de 66 barriles aproximadamente para un cargamento nominal de 180.000 barriles, lo que equivale a la disminución de la desviación entre las cifras de tierra y buque en apenas un 4% considerando todos los factores expuestos previamente con su respectiva desviación.

Técnicamente la ejecución de esta propuesta requiere de cambios operacionales representados por la implantación de un nuevo lazo de control que permita regular de forma automática los flujos de gasolina/pentano a la descarga de las bombas, junto con los diversos transmisores que involucra también la realización de dicho lazo. Además comprende un cambio físico caracterizado por la inclusión de las placas para la medición de flujo en la descarga de ambas bombas y de la válvula de control en la descarga de la bomba 49^a para regular el flujo de pentano.

Sin embargo, esta propuesta presenta diversas desventajas, ya que ocasionaría demora en el tiempo de ejecución del cargamento, extendiéndolo a una mayor cantidad de horas para permitir que la cantidad de pentano destinada a ser enviada

desde las esferas sea despachada totalmente de forma dosificada durante todo el cargamento, impidiendo que la gasolina sea bombeada mediante las dos bombas, lo que originaría diversos reclamos e inconformidades por parte del personal del buque. Una forma de solventar esta situación sería acondicionar nuevamente la línea vieja de carga a muelle 12'-CA-80990 para transferir mayor cantidad de producto y de esta forma disminuir el tiempo requerido para el despacho de la mezcla, pero tendría que instalarse otro lazo de control en la descarga de las bombas de esta línea.

Además mientras una esfera está despachando pentano, no puede cargar producto proveniente de fraccionamiento, lo que generaría altos inventarios de pentano de forma inmediata y la imposibilidad de almacenar todo el pentano producido en la esfera de pentano restante, por lo que no es factible técnicamente ejecutar esta propuesta.

El costo total necesario para la instalación del lazo de control es de aproximadamente 50.460 BsF., y si se considera que el precio del barril de gasolina natural para la exportación es de aproximadamente 100 dólares el barril, o lo que es lo mismo 215 BsF, con la ejecución de esta propuesta se estarían disminuyendo aproximadamente 66 *barriles* de diferencia, lo que equivale a 14.190 BsF. que la planta podría dejar de perder para un solo cargamento ya que evitaría que el personal del buque demande a la planta por la diferencia producida, considerando la afectación únicamente del factor de gravedad API distinta en los tanques del buque.

La segunda propuesta se basa básicamente en la instalación de un medidor de flujo tipo coriolis en la línea de carga a muelle, permitiendo medir en tiempo real las condiciones de temperatura, densidad y caudal volumétrico del flujo que circula a través de la tubería, conociéndose de forma exacta la cantidad real de producto despachado hacia el buque situado en el terminal marino.

Esta propuesta sería de gran utilidad puesto que con la aplicación de este instrumento para la medición de flujo, se automatizaría la medición de cantidades de producto (pentano/gasolina natural) involucrados en la transferencia en custodia, con lo que se dejaría de ejecutar el aforo a los recipientes de almacenamiento, erradicando el uso de la cita plomada y de los instrumentos de medición de temperatura como el thermoprobe y el TDR para los tanques y esferas, eliminando todo tipo de error causado por la imprecisión de estos instrumentos. Por otra parte el toma muestra depositado en la boca de aforo del tanque 919 no ejercería ninguna influencia en la medición de flujo del coriolis, así como tampoco la apertura de la válvula de 3/4'' ya que el medidor estaría instalado a varios metros aguas abajo de la interconexión.

Aunado a estas ventajas, no tendría que hacerse cálculo manual ni al inicio ni al final del despacho para determinar la cantidad de producto enviada desde cada recipiente de almacenamiento en la planta, por cuanto la medición es ahora de tipo automatizada, por lo que no sería necesario el uso del sistema GESGAS ni de las tablas de calibración de tanques y esferas, tablas API 5B para el factor FRA, tablas API 6B para VCF ni el cálculo de los otros factores como el CTSh que eran necesarios determinar para la obtención manual del volumen despachado por cada recipiente.

Por último la formación de vapores en la esfera no afectaría la medición de la cantidad despachada desde la planta, ya que este fenómeno se produce en el interior de las esferas de pentano y el vapor formado permanece en dicho recipiente, transfiriéndose únicamente líquido a través de la línea de carga a muelle que es contabilizado por el medidor de flujo coriolis.

Técnicamente esta propuesta es factible debido a que no interfiere en la transferencia de ambos productos desde los recipientes de almacenamiento, por lo que no genera cambios de tipo operacional y necesita de un cambio físico en la línea de carga a muelle de 12'' para la instalación de este instrumento para lo que se dispone también de suficiente espacio físico.

Sin embargo, con la ejecución de esta propuesta persistiría el problema del despacho de una mezcla que no es homogénea, por cuanto la gasolina y el pentano se seguirán transfiriendo de forma parcialmente simultánea, afectando la proporción en que el pentano y la gasolina se mezclan en los tanques del buque de acuerdo al llenado de los mismos.

La inversión necesaria para la instalación del medidor de flujo tipo coriolis es de aproximadamente 527.601 BsF, siendo un costo elevado, pero evaluando la cantidad de dinero que se dejaría de perder por la diferencia volumétrica existente, se tiene que se minimizarían un total de 1.700 barriles de diferencia en base a un cargamento nominal de 180.000 barriles, correspondiente a 365.500 BsF que la planta dejaría de perder para un solo cargamento al evitar la demanda emitida por el personal de la embarcación, es decir, por el cliente, representando una disminución del 96% de las diferencias encontradas entre las cifras de tierra y buque para un cargamento de 180.000 barriles.

Por estas razones se considera como mejor opción técnico-económica la instalación del medidor coriolis, puesto que no genera inconveniente a nivel técnico y la inversión se recuperaría en tan sólo dos cargamentos aproximadamente, y a su vez contribuye a disminuir las diferencias de volumen entre tierra y buque en un 96% aproximadamente, garantizando que las diferencias que puedan producirse estén siempre por debajo del 0,3% máximo permitido.

4.2.- Conclusiones

1. Los productos pentano y gasolina natural no son transferidos de forma simultánea durante todo el cargamento sino en proporción de 1:3 referida a la corriente de pentano y gasolina natural respectivamente.
2. La presencia del tomamuestras en el fondo de la boca de aforo del tanque D9.80919 afecta directamente las mediciones de nivel realizadas con la cinta plomada, obteniendo valores imprecisos de nivel en este recipiente, originando desviaciones de 0,22% en las cifras volumétricas entre tierra y buque.
3. Al ser cargados todos los tanques del buque de forma simultánea las diferencias volumétricas existentes entre tierra y buque son de alrededor de 0,12%, ya que todos los tanques reciben pentano y gasolina natural en la misma proporción, obteniéndose una mezcla homogénea y con la misma gravedad API en todos los recipientes de la embarcación.
4. Al tomarse en cuenta la vaporización parcial de la corriente de pentano almacenada en las esferas presurizadas por variaciones en las condiciones de temperatura y presión producidas durante el despacho de la mezcla multicomponentes, se reducen las diferencias volumétricas en 139 barriles, minimizando las diferencias en un 8% aproximadamente.
5. La instalación del medidor tipo coriolis en la línea de carga de pentano/gasolina natural hacia el muelle permitiría la automatización de la obtención del volumen transferido por parte de la planta, erradicando la imprecisión causada por el uso de los convencionales dispositivos de medición de temperatura y nivel y por el cálculo del volumen de forma manual y por el sistema GESGAS.

6. La inversión de la propuesta seleccionada correspondiente a la instalación del medidor tipo coriolis es de 527.601 BsF. y reduciría las diferencias volumétricas en aproximadamente un 96%.

7. El tiempo de recuperación de la inversión es de aproximadamente un mes considerando la cantidad de dinero que la planta dejaría de perder si se corrigen las diferencias volumétricas producidas entre las cifras de tierra y buque con la utilización del medidor tipo coriolis, tomando en cuenta el precio de la gasolina a 215 BsF. por barril.

4.3.- Recomendaciones

1. Reemplazar las válvulas de 3/4'' operadas de forma manual que interconectan la descarga de la bomba D3-80949A y el cabezal de recibo de los tanques de gasolina por válvulas accionadas automáticamente para evitar la recirculación de producto transferido desde los recipientes de almacenamiento.

2. Automatizar la obtención del volumen transferido de pentano/gasolina natural desde la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose hasta el buque situado en el Terminal Marino de dicha planta.

3. Evaluar la factibilidad de incorporación de nafta residual a la descarga de la corriente de pentano proveniente de la bomba de forma que disminuya su RVP y pueda transferirse simultáneamente en la totalidad del cargamento junto con la gasolina natural sin necesidad de disminuir el flujo de descarga de la corriente de pentano.

BIBLIOGRAFÍA

1. Astudillo, M., **“Evaluación técnico-económica sobre la ampliación del sistema de suministro de gasolina al terminal marino de la Planta de Fraccionamiento Jose CORPOVEN S.A.”** Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela (1995).
2. Rondón, C., **“Evaluación de mezclas de gasolina natural con pentano y gasolina residual en el Complejo Criogénico de Oriente Jose”**. Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela (2000).
3. Malavé, M., **“Evaluación del sistema de embarque de gasolina en el terminal marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose”**. Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2003).
4. Contreras N., **“Inducción a la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose”**. Gerencia de Fraccionamiento y Despacho Jose. Venezuela (2000-2001).
5. CORPOVEN, S.A., **“Manual de Operaciones de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose”**. Volumen I. Estado Anzoátegui, Venezuela (1993).

6. CORPOVEN S.A., **“Manual de Operaciones del Área de Almacenamiento y Refrigeración de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose”**. Volumen I. Estado Anzoátegui, Venezuela (1983).
7. CORPOVEN S.A., **“Manual de Operaciones del Terminal Marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose”**. Volumen I. Estado Anzoátegui, Venezuela (1983).
8. Wikimedia Foundation, Inc., **“Gasolina”**. (2008). Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/bencina>.
9. Delgado, E., **“Recipientes de Almacenamiento”**. Ciudad de México, México. (1997). Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos10/alma/alma.shtml>.
10. Delgado, E., **“Recipientes de Almacenamiento”**. Ciudad de México, México. (1997). Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos10/alma/alma.shtml>.
11. Facultad de Ingeniería-UBA, **“Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos”**. Buenos Aires, Argentina. (2007). Disponible en: http://materias.fi.uba.ar/6756/Tanques_de_almacenamiento_de_hidrocarburos_1C_07.pdf
12. Rodríguez, J., **“Procedimiento para Aforo, Medición de Temperatura y Toma de Muestra de Producto en Tanques de Gasolina”**. Gerencia de Fraccionamiento y Despacho Jose. Puerto la Cruz, Venezuela (2008).
13. **“Manual de Adiestramiento de Inspectores CGS”**. Puerto La Cruz, Venezuela (1998).

14. Moreno, N., **“Calibración en Tanques de Petróleo”**. Ciudad Habana, Cuba. (2005). Disponible en:
<http://www.monografias.com/trabajos22/calibracion/calibracion.shtml>
15. Ministerio de Energía y Minas. **“Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos”**. Caracas, Venezuela (2001).
16. American Petroleum Institute, API., **“Manual de Estándares de Medición de Petróleo”**. Capítulo 12, Segunda Edición (2001).
17. American Petroleum Institute, API., **“Manual of Petroleum Measurement Standards”**. Capítulo 17-Marine Measurement, Sección 9-Vessel Experience Factor. Primera Edición (2005).
18. Smith, J., Van Ness, H. y Abbott, M., **“Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química”**. Editorial McGRAW-HILL, Quinta Edición. México (1.996).
19. Smith, C. y Corripio, A., **“Control Automático de Procesos. Teoría y Práctica”**. Editorial Limusa, México (1991).
20. Emerson Process Management. Saab Rosemount Tank Control. **“El Medidor de Nivel por Radar más Avanzado”**. Primera Edición. Suecia (2003). Disponible en:
http://www.rosemount_tg.com/upload/downloads/Pro_ps_utimateradar_107019_ed1_Sp.pdf.
21. Emerson Process Management. Micro Motion. **“Medidores tipo Coriolis Elite de Micro Motion de Alta Capacidad de Caudal y Densidad”**. España (2007). Disponible en:

http://www.documentation.emersonprocess.com/groups/public_public_mmisami/documents/data_sheets/ps-001044.pdf.

22. Himmelblau, D., **“Principios y Cálculos Básicos en Ingeniería Química”**. Sexta Edición. Prentice Hall, Ciudad de México, México (1997).
23. **“Introducción a las Técnicas de Simulación”**. Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Zaragoza, España.
24. Invensys SIMSCI-ESCOR, **“User’s guide PIPEPHASE 9.0”**. USA (2006).
25. Rondon, E., **“Actualización en Simulación de Procesos de Gas”**, INTEVEP, S.A., Los Teques, Venezuela (1995).
26. Thinnerhaus, P., **“Diseño de Plantas y su Evaluación Económica para Ingenieros Químicos”**. Editorial McGraw-Hill. Segunda Edición, (1940).
27. Gerencia Corporativa de Evaluaciones Financieras de Negocios Nacionales e Internacionales, PDVSA, **“Evaluación Económica de Propuestas del Tipo Menor Costo”**. Caracas (2008).
28. Poling, B. y Prausnitz, J., **“The Properties of Gases and Liquids”**. Editorial McGraw-Hill. Quinta Edición. Nueva York, (2001).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DESCARGA DE LA MEZCLA PENTANO/GASOLINA NATURAL DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO Y DESPACHO JOSE, PDVSA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
LAZZARINI GUERRA, KRIZIA S.	CVLAC: 17.655.794 E MAIL: klazzarini_mf@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Recipientes de almacenamiento

Volumen de tierra

Volumen de buque

Diferencias volumétricas

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo tuvo como finalidad evaluar el sistema de descarga de la mezcla pentano/gasolina natural de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose. Para lograr esto, se estudió el sistema de almacenamiento y despacho del pentano y la gasolina natural y se recolectaron datos de nivel, temperatura, presión y gravedad API del líquido contenido en los recipientes involucrados en cada cargamento durante seis meses, para obtener los volúmenes totales, analizar las deficiencias producidas en el proceso de despacho y determinar las posibles causas que influyen en las diferencias de volumen tierra-buque; encontrándose que los factores de mayor incidencia en las incongruencias volumétricas fueron: el tomamuestra ubicado en el fondo de la boca de aforo del tanque D9.80919 con un 0,22% de diferencia y la vaporización parcial de la corriente líquida de pentano almacenada en el interior de las esferas con un 0,077% de diferencia. Para disminuir las diferencias

volumétricas existentes se plantearon dos propuestas y se determinó que se requiere una inversión total de 527.601 Bs F para lograr la instalación del medidor tipo coriolis que permita atenuar las diferencias de volumen en un 96%.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORENO, LUIS	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
HIDALGO, LEONARDO	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
COVA, ALEXIS	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
OCHOA, OSVALDO	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	03	30
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Evaluación del sistema de descarga.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. de Ing. de Procesos de Fraccionamiento Jose, PDVSA
(OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ un año _____ **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO QUÍMICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Ingeniería de procesos

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

DE ACUERDO CON EL ARTICULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE: "LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS POR OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO".

Krizia Lazzarini

AUTOR

Luis Moreno

TUTOR

Alexis Cova

JURADO

Oswaldo Ochoa

JURADO

Yraima Salas

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS