

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO PARA PDVSA POR EL
MANEJO, TRANSPORTE Y TRATAMIENTO DEL CRUDO
PRODUCIDO POR LAS EMPRESAS MIXTAS EN LA FAJA DEL
ORINOCO**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Donis H. Juan D.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.

Caracas, Octubre de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO PARA PDVSA POR EL
MANEJO, TRANSPORTE Y TRATAMIENTO DEL CRUDO
PRODUCIDO POR LAS EMPRESAS MIXTAS EN LA FAJA DEL
ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. René Rojas

Tutor Industrial: Ing. Héctor Felizola

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Donis H. Juan D.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo.

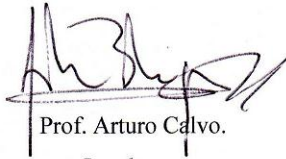
Caracas, Octubre de 2012

Caracas, Noviembre 2012.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Donis H., Juan J. titulado:


**“ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO PARA PDVSA POR
EL MANEJO, TRANSPORTE Y TRATAMIENTO DEL CRUDO
DE LAS EMPRESAS MIXTAS EN LA FAJA DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



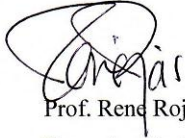
Prof. Arturo Calvo.

Jurado



Prof. Carlos Gil.

Jurado



Prof. René Rojas.

Tutor Académico



Ing. Héctor Felizola.

Tutor Industrial



Dedicatoria.

A mis padres y hermanos que por su ayuda, constancia, valores y su ejemplo a lo largo de toda mi vida, me ayudaron a llegar donde hoy estoy, éste no es solo un logro mío, sino de todos ustedes también.

Agradecimientos.

A Dios por ser guía en toda mi vida.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme formado como profesional.

A mis padres y hermanos (Willy forma parte de ellos), que sin su apoyo incondicional nada de esto hubiese sido posible, gran parte de este logro es gracias a ustedes.

A mis tíos, familiares, a mi primita que de alguna u otra manera siempre estuvieron allí apoyándome.

A mis tutores Prof. René Rojas y Ing. Héctor Felizola, por su colaboración y dedicación en apoyarme para la realización de éste Trabajo de Grado, gracias por su disposición y atención en todo momento.

A mis amigos Guti, Liber, Barreto, Luis, Javier, Eu, Pao, Sira, Moisés, Héctor, Astrid, Ana, Carlos que con ellos compartí mi vida universitaria, por estar siempre allí dentro y fuera de las aulas de las Escuela de Petróleo.

A Dani, Yulay y Joscarina, personas que conocí alguna vez y hoy aprecio, gracias por su amistad y su preocupación siempre.

A todas las personas que conforman la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión de la Vicepresidencia de EyP de PDVSA, por su tiempo y colaboración, por la disposición en siempre querer ayudarme ante cualquier duda. En especial a la Sra Wandina Marin y la Sra Valeria Matamoros, que yo sin ser su tesista siempre me brindaron su ayuda y colaboración, a Jesuar Marín y Carlos Murcia por acompañarme en las visitas a San Tomé, a José Rivas y al Sr Jesús Peñalver por toda la ayuda suministrada, a mi compañera de tesis Johandry y a Karina. Gracias a todos por su tiempo, por su colaboración, gracias por su amistad brindada.

Al equipo de Coordinación Operacional Faja, Finanzas CVP, PPyG Faja, Finanzas por su colaboración y cooperación en la canalización de toda la información requerida para el Trabajo de Grado.

Juan J. Donis H.

Donis H. Juan J.

**ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO PARA PDVSA POR EL
MANEJO, TRANSPORTE Y TRATAMIENTO DEL CRUDO
PRODUCIDO POR LAS EMPRESAS MIXTAS EN LA FAJA DEL
ORINOCO.**

Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Héctor Felizola.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2012, 135 pp.**

Palabras Clave: Empresas Mixtas, Centro de Almacenamiento, Infraestructura, Costo de Comercialización, Faja Petrolífera del Orinoco, Crudos Merey 16

Resumen. El presente estudio tiene como objetivo determinar el impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento del crudo de las Empresas Mixtas en la Faja del Orinoco, basándose en la situación actual de los centros de almacenamiento y los lineamientos que rigen la participación de las Empresas Mixtas. Las Empresas Mixtas que conforman el estudio, cuentan con una infraestructura de superficie para el manejo de su producción determinada. PDVSA, debe garantizar el almacenamiento, transporte y tratamiento del crudo producido por todas las Empresas una vez las mismas no cuenten con infraestructura que les permita el transporte del crudo hasta los centros de almacenamiento. Es por ello, que PDVSA hace uso de su infraestructura propia para el transporte del crudo de las Empresas Mixtas, en tal sentido se determinó cual debe ser la participación económica de cada una de las Empresas involucradas, por el uso de las facilidades propias de PDVSA. Ésta participación se calculó con base al porcentaje ocupacional que utilice cada Empresa de cada una de la infraestructura utilizada para el almacenamiento, bombeo y transporte. Dicha participación se comparó con el Ajuste por Costo de Comercialización (ACC) establecido en conformidad con los contratos actuales que rigen a las Empresas Mixtas, determinándose una diferencia de 13,6 MM\$ para el año 2011. Los recobros efectuados fueron menores a los costos para PDVSA, razón por la cual se planteó un ajuste tarifario que comprende el período 2013 – 2030, en donde se estableció una participación individual por cada Empresa de acuerdo con sus planes de producción, infraestructura utilizada e inversiones en infraestructura que contemple PDVSA para el óptimo manejo del incremento de la producción.

Índice de Contenido.

Lista de Tablas	x
Lista de Gráficos	xiii
Lista de Figuras	xvi
Introducción	1
Capítulo I: Planteamiento del Problema	4
I.1 Planteamiento del Problema	4
I.2 Objetivo General	6
I.3 Objetivos Específicos	6
I.4 Justificación	7
I.5 Alcance	7
Capítulo II: Marco Teórico	9
II.1 Antecedentes	9
II.2 Campo Faja del Orinoco	10
II.3 Marco Legal para la Creación de Empresas Mixtas	10
II.3.1 Convenios Operativos	10
II.3.2 Proceso de Migración	12
II.3.3 Empresas Mixtas	12
II.4 Empresas Mixtas en la Faja del Orinoco	12
II.4.1 Empresa Mixta Indovenzolana	13
II.4.2 Empresa Mixta Petroritupano	13
II.4.3 Empresa Mixta Petrodelta	13
II.4.4 Empresa Mixta Petrovenbras	13
II.4.5 Empresa Mixta Petrokariña	13
II.4.6 Empresa Mixta Sinovenzolana	14
II.4.7 Empresa Mixta Petronado	14
II.4.8 Empresa Mixta Petrocuragua	14
II.4.9 Empresa Mixta Bielovenzolana	14
II.4.10 Empresa Mixta Petrozumano	14
II.4.11 Empresa Mixta Vencupet	14

II.5 Cálculo de Pagos por parte de PDVSA a las Empresas Mixtas por Volúmenes de Hidrocarburos Producidos	15
II.6 Cálculo de Ajuste por Costo de Comercialización	21
II.7 Descripción General de la Producción de Hidrocarburo	22
II.8 Estaciones de Descarga	23
II.8.1 Sistema de Fiscalización	24
II.8.1.1 Método de Aforo de Tanques	24
II.8.1.1.1 Calibración de Tanques	25
II.8.1.2 Contadores o Acumuladores	25
II.8.1.3 Unidades LACT	26
II.8.2 Unidad de Química	27
II.8.2.1 Emulsión	27
II.8.3 Unidad de Calentamiento	28
II.8.4 Características en Estudio	29
II.8.4.1 Especificaciones	30
II.9 Puntos de Entrega	31
II.10 Centros de Almacenamiento	31
II.10.1 Tanques	32
II.10.1.1 Tipos de Tanques	33
II.11 Sistema de Transporte	36
II.11.1 Oleoductos	36
II.11.1.1 Diseño	36
II.11.2 Válvulas	36
II.11.2.1 Tipos de Válvula	37
II.11.3 Sistema de Bombeo	37
II.3.1 Tipos de Bombas	38
II.12 Mantenimientos	38
II.12.1 Niveles de Mantenimiento Preventivo	39
II.13 Descripción del Área de Estudio	40
II.13.1 Estaciones de Descarga	43
II.14 Cálculo de Costos	44
Capítulo III: Metodología de la Investigación	45

III.1 Tipo y Diseño de la Investigación	45
III.2 Selección del Área de Estudio	46
III.2.1 Población y Muestra	46
III.3 Esquema Metodológico	46
III.3.1 Recopilación de la Información	47
III.3.2 Descripción de los Centros Operativos	47
III.3.2.1 Sistema de Bombeo	48
III.3.2.2 Sistema de Transporte	49
III.3.2.3 Sistema de Almacenamiento	50
III.3.3 Diagnóstico del Estado Operativo	51
III.3.4 Análisis de Resultados	51
III.3.5 Elaboración de la Propuesta	52
III.3.6 Elaboración de Conclusiones e Informe Final	52
Capítulo IV: Análisis de Resultados	53
IV.1 Esquema Operacional de las Empresas Mixtas en la Faja del Orinoco	53
IV.1.2 Oleoductos	55
IV.1.3 Centro de Almacenamiento	56
IV.1.3.1 Almacenamiento	57
IV.1.3.2 Bombeo	57
IV.1.4 Sistema de Re-bombeo	58
IV.2 Plan de Mantenimiento	58
IV.2.1 Plan de Mantenimiento Preventivo	59
IV.2.1.1 Costo por Sistema Asociado al Mantenimiento Preventivo en el Centro de Almacenamiento (PTA)	59
IV.2.1.2 Costo por Actividad Asociado al Mantenimiento Preventivo en las Estaciones de Re-bombeo	66

IV.2.1.3 Costo por Actividad Asociado al Mantenimiento de los Oleoductos de Entrada al Patio de Tanques A (PTA)	71
IV.2.1.4 Costo por Actividad Asociado al Mantenimiento del Oleoductos de Salida del Patio de Tanques A (PTA) hasta los Terminales de Embarque	71
IV.2.1.5 Costos Generales en Base al 100 %	75
IV.3 Volumen Promedio de cada Empresa Mixta	75
IV.4 Costos para PDVSA por el Manejo de Crudo en la Faja del Orinoco	76
IV.5 Flujogramas Particulares de Manejo de la Producción de cada Empresa Mixta y Costos Asociados al Mantenimiento Mínimo Efectuado para el año 2011I	77
IV.6 Costos Generales por Empresa Mixta	93
I.V.7 Ajuste por Costo de Comercialización	94
I.V.8 Comparación de Costos	95
Capítulo V: Propuesta	97
V.1 Plan de Negocio 2013 – 2030	98
V.1.1 Plan de Producción	98
V.1.2 Planes de Inversión	104
V.1.3 Plan de Producción por Segregación 2013 – 2030	105
V.1.4 Planes de Mantenimiento de Nueva Infraestructura	107
V.1.4.1 Costos por Mantenimiento en base al 100%	112
V.1.5 Estimación de Presupuesto Tarifario por cada Empresa Mixta de acuerdo con el Plan de Negocio 2013 – 2030	112
Conclusiones	130
Recomendaciones	131
Bibliografía	132
Anexos	134

Lista de Tablas.

Tabla 2.1	Capacidad Operacional de Almacenamiento de Crudo en el Patio de Tanques A	41
Tabla 3.1	Planilla de Control del Sistema de Bombeo	48
Tabla 3.2	Planilla de Control del Sistema de Transporte	49
Tabla 3.3	Planilla de Control II del Sistema de Transporte	50
Tabla 3.4	Planilla de Control del Sistema de Almacenamiento	51
Tabla 4.1	Identificación de las Estaciones de Descarga utilizadas por las Empresas Mixtas	53
Tabla 4.2	Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de Oleoductos	56
Tabla 4.3	Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de Tanques de Almacenamiento para las Segregaciones Merey 16 y Diluyente	57
Tabla 4.4	Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de Bombas para Transporte de Crudo	57
Tabla 4.5	Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de las Estaciones de Re-bombeo para Transporte de Merey 16	58
Tabla 4.6	Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Segregación Merey O para el año 2011	60
Tabla 4.7	Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Segregación Merey M para el año 2011	61
Tabla 4.8	Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Diluyente para el año 2011	62
Tabla 4.9	Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Segregación Merey M del Patio de Tanques B para el año 2011	63
Tabla 4.10	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Booster para Transporte y Distribución de Crudo Merey para el año 2011	64
Tabla 4.11	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales para Transporte y Distribución de Crudo Merey para el año	65

Tabla 4.12	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb III para Transporte y Distribución de Crudo Merey M para el año 2011	67
Tabla 4.13	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb IV para Transporte y Distribución de Crudo Merey M para el año 2011	68
Tabla 4.14	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb I para Transporte y Distribución de Crudo Merey para el año 2011	69
Tabla 4.15	Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb II para Transporte y Distribución de Crudo Merey para el año 2011	70
Tabla 4.16	Mantenimiento del Oleoducto de 26", para el año 2011	71
Tabla 4.17	Mantenimiento del Oleoducto de 16", para el año 2011	72
Tabla 4.18	Mantenimiento del Oleoducto de 24", para el año 2011	73
Tabla 4.19	Mantenimiento del Oleoducto de 36", para el año 2011	74
Tabla 4.20	Mantenimiento del Oleoducto de 30", para el año 2011	74
Tabla 4.21	Costo por Mantenimiento Preventivo General, para el 2011	75
Tabla 4.22	Volumen Promedio, para el año 2011	76
Tabla 4.23	Costo por Manejo, Transporte y Tratamiento del Crudo para el 2011	76
Tabla 4.24	Costo por Mantenimiento Efectuado	78
Tabla 4.25	Costo por Mantenimiento Efectuado	79
Tabla 4.26	Costo por Mantenimiento Efectuado	81
Tabla 4.27	Costo por Mantenimiento Efectuado	82
Tabla 4.28	Costo por Mantenimiento Efectuado	84
Tabla 4.29	Costo por Mantenimiento Efectuado	85
Tabla 4.30	Costo por Mantenimiento Efectuado	86
Tabla 4.31	Costo por Mantenimiento Efectuado	88
Tabla 4.32	Costo por Mantenimiento Efectuado	89

Tabla 4.33	Costo por Mantenimiento Efectuado	90
Tabla 4.34	Costo por Mantenimiento Efectuado	92
Tabla 4.35	Costo Generales por cada Empresa Mixta	93
Tabla 4.36	Ajuste por Costo de Comercialización para el año 2011	94
Tabla 4.37	Continuación Ajuste por Costo de Comercialización para el año 2011	95
Tabla 4.38	Comparación de Costos por cada Empresa Mixta	94
Tabla 4.39	Plan de Producción 2013 – 2030	98
Tabla 5.1	Plan de Producción de Merey O	105
Tabla 5.2	Plan de Producción de Diluyente	106
Tabla 5.3	Plan de Producción de Merey M	106
Tabla 5.4	Plan de Mantenimiento Preventivo para Tanques	107
Tabla 5.5	Plan de Mantenimiento Preventivo de Bombas Principales	108
Tabla 5.6	Plan de Mantenimiento Preventivo de Bombas Booster	109
Tabla 5.7	Mantenimiento Preventivo de Oleoducto de 42” PTA – Terminales	110
Tabla 5.8	Mantenimiento Preventivo de Oleoducto de 42” PTA – PTB	110
Tabla 5.9	Plan de Mantenimiento Preventivo de Tanques de PTB	111
Tabla 5.10	Costos con base al 100%, por el Mantenimiento Preventivo General Anual	112
Tabla 5.11	Estimación del Presupuesto Tarifario 2013 – 2030 (\$)	114
Tabla 5.12	Estimación del Ajuste por Costo de Comercialización 2013 – 2030 (\$)	121
Tabla 5.13	Diferencia entre el Ajuste de Costo por Comercialización y los Costos Reales para PDVSA en el Período 2013 – 2030	129

Lista de Gráficos

Gráfico 5.1	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), para el período 2013 – 2030	99
Gráfico 5.2	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), para el período 2013 – 2030	99
Gráfico 5.3	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), para el período 2013 – 2030	100
Gráfico 5.4	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), para el período 2013 – 2030	100
Gráfico 5.5	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), para el período 2013 – 2030	101
Gráfico 5.6	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), para el período 2013 – 2030	101
Gráfico 5.7	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), para el período 2013 – 2030	102
Gráfico 5.8	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), para el período 2013 – 2030	102
Gráfico 5.9	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 9 (EEMM 9), para el período 2013 – 2030	103
Gráfico 5.10	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 10 (EEMM 10), para el período 2013 – 2030	103
Gráfico 5.11	Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 11 (EEMM 11), para el período 2013 – 2030	104
Gráfico 5.12	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), en el período 2013 – 2030	115
Gráfico 5.13	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), en el período 2013 – 2030	115
Gráfico 5.14	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), en el período 2013 – 2030	116
Gráfico 5.15	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), en el período 2013 – 2030	116

Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), en el período 2013 – 2030	117
5.16		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), en el período 2013 – 2030	117
5.17		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), en el período 2013 – 2030	118
5.18		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), en el período 2013 – 2030	118
5.19		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 9 (EEMM 9), en el período 2013 – 2030	119
5.20		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 10 (EEMM 10), en el período 2013 – 2030	119
5.21		
Gráfico	Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 11 (EEMM 11), en el período 2013 – 2030	120
5.22		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), en el período 2013 – 2030	122
5.23		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), en el período 2013 – 2030	122
5.24		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), en el período 2013 – 2030	123
5.25		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), en el período 2013 – 2030	123
5.26		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), en el período 2013 – 2030	124
5.27		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), en el período 2013 – 2030	124
5.28		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), en el período 2013 – 2030	125
5.29		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), en el período 2013 – 2030	125
5.30		
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa	126

5.31	Mixta 9 (EEMM 9), en el período 2013 – 2030	
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa	126
5.32	Mixta 10 (EEMM 10), en el período 2013 – 2030	
Gráfico	Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa	127
5.33	Mixta 11 (EEMM 11), en el período 2013 – 2030	
Gráfico	Contribución de cada Empresa Mixta	128
5.34		

INTRODUCCIÓN [1].

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), es una corporación creada en el año de 1975 por el Estado venezolano, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos, dicha corporación es supervisada y controlada por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.

Las ramas que principalmente constituyen la corporación, son dos grandes Vicepresidencias, la de Exploración y Producción (EyP) y la de Refinación. La primera tiene como objeto “Maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos en el suelo patrio, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con el medio ambiente” [1].

Dentro de la Vicepresidencia de EyP se encuentra la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión que dentro de sus obligaciones está la de conocer el estado actual de los centros de almacenamiento y sistemas de transporte de las áreas operacionales. Debido a esto, nace el presente Trabajo Especial de Grado, el cual consiste en el estudio del impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento de la producción de crudo de las Empresas Mixtas que operan en la Faja del Orinoco.

Las crecientes demandas de energía en nivel mundial y la declinación de producción de crudo de los yacimientos maduros del país, conlleva a la necesidad de recurrir a la exploración de nuevos horizontes en busca de mantener e incrementar la producción nacional. Por otra parte, el interés de empresas extranjeras y de PDVSA en el desarrollo de la Faja del Orinoco, originó la creación de un nuevo tipo de organización, llamada Empresa Mixta en la cual siempre la mayor participación la tendrá la Empresa Nacional (PDVSA).

Actualmente estas empresas se encuentran produciendo en la Faja del Orinoco, transportando el crudo por facilidades de superficie propias de PDVSA, dicha producción debe ser entregada a la Empresa Nacional en algún lugar para su fiscalización y otros requerimientos deseados para los cuales la Empresa Mixta no cuenta con las instalaciones adecuadas.

El presente Trabajo Especial de Grado, tiene la finalidad de verificar el impacto económico de cada una de las Empresas Mixtas de la Faja del Orinoco, necesario para el manejo, tratamiento y transporte de crudo.

Se comenzó con una revisión acerca de la situación actual respecto al estado operativo de los Centros de Almacenamiento y Sistema de Transporte de crudo en la Faja, estableciendo un diagnóstico con miras a la elaboración de un plan de acción, para ejecutar las inversiones y mantenimientos necesarios para adecuar la infraestructura y colocarla en óptimas condiciones, con el propósito de manejar el incremento de producción de crudo previsto de acuerdo con los planes a largo plazo (2013-2030). Para la elaboración de este plan de acción es necesario conocer el flujograma de manejo de crudo para cada una de las Empresas Mixtas, con el fin de precisar cada una de las instalaciones usadas desde el pozo hasta los terminales de embarque o refinerías, haciendo especial énfasis en aquellas propias de PDVSA.

En consecuencia se calculará una tarifa, de acuerdo con el uso o porcentaje ocupacional que las Empresas Mixtas hagan de dichas instalaciones, la cual se comparó con la tarifa actualmente establecida.

La estructura de este Trabajo Especial de Grado, cuenta con cinco capítulos, el primero concerniente al planteamiento del problema, objetivos de la investigación, además de mencionar la finalidad y alcance del problema planteado. El segundo consiste de una revisión bibliográfica de algunos tópicos necesarios para comprender la investigación, para ello la búsqueda de investigaciones relacionadas en el tema o en el área de estudio involucrada que serán consultadas a fin de tener una base que permita sustentar el presente trabajo. El tercer capítulo abarca la metodología necesaria para alcanzar cada uno de los objetivos planteados. El cuarto consiste en el análisis de los resultados obtenidos, determinando cual es el impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento de crudo, dichos resultados permitirán la realización del quinto capítulo que consiste en la realización de una propuesta tarifaria donde se involucre la participación de las Empresas Mixtas pertinentes.

También se presentarán las conclusiones del trabajo especial de grado y recomendaciones para futuros planes de inversión y actividades concernientes al

tema, del mismo modo se mencionará un glosario de términos con palabras claves y referencias bibliográficas que soportaron el desarrollo del presente trabajo.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

I.1. Planteamiento del Problema.

La búsqueda de crudo hacia nuevos horizontes, los cuales en algún momento de la historia petrolera del País no fueron vistos con gran interés comercial, ahora pasó a tener vital importancia en la producción. La Faja del Orinoco posee las reservas de crudo no convencional más grande del mundo, para la explotación de la misma el Ejecutivo Nacional creó la figura de Empresa Mixta, la cual cuenta con la participación de PDVSA y empresas extranjeras.

Esta nueva participación de Empresa Mixta trae una inversión importante en toda el área de la Faja del Orinoco, con el fin de aumentar progresivamente la producción, de manera conjunta con este incremento, se deben garantizar adecuaciones en los centros operacionales, sistemas de transporte y cualquier otro equipo involucrado, de tal forma que permita el manejo óptimo de la producción. Esto es debido a que no todas las Empresas Mixtas cuentan con las mismas facilidades operacionales, que permitan realizar el traslado completo del crudo bajo especificaciones desde el pozo al destino (Puerto de Embarque o Refinerías), por lo que deben hacer entrega del crudo en algún punto a PDVSA, y de allí ésta se encargará de transportarlo con sus facilidades.

Es por ello que la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión de la Vicepresidencia de EyP, se planteó estudiar el impacto económico para PDVSA generado por el manejo, traslado y tratamiento del crudo producido por las Empresas Mixtas, una vez que sea recibido por PDVSA, y posteriormente llevado a su destino, para así determinar la participación de cada una de acuerdo con el presupuesto tarifario y los planes de producción 2013-2030.

Este estudio contempla la verificación de manera detallada de la situación actual de los Centros de Almacenamiento y Sistemas de Transporte en la Faja del Orinoco, determina la infraestructura y las condiciones operacionales en las cuales se encuentran. Además elabora el flujograma de manejo, transporte y tratamiento de crudo para cada una de las Empresas Mixtas, y así establece las tarifas pertinentes de acuerdo con la distancia entre el punto de entrega y la disposición final del crudo.

Los planes de producción 2013-2030 por parte de cada una de estas empresas, contemplan un aumento progresivo de su producción, teniendo en cuenta que PDVSA siempre debe contar con las adecuaciones pertinentes para manejar el volumen de crudo producido, se ve en la necesidad de elaborar planes de mantenimiento e inversión para mantener las instalaciones en óptimas condiciones en todo momento. La aplicación del presupuesto tarifario permitirá financiar de algún modo los planes de producción previstos.

I.2. Objetivo General.

Determinar el impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento de crudo en la Faja del Orinoco por parte de las Empresas Mixtas, basándose en la situación actual de los centros operacionales y los lineamientos que rigen la participación de las Empresas Mixtas.

I.3. Objetivos Específicos.

1. Describir de forma detallada los Centros de Almacenamiento y Sistema de Transporte de Crudo de la Faja del Orinoco.
2. Elaborar los diagramas de flujo generales y particulares de manejo de crudo, en los cuales se establecen las instalaciones usadas desde el pozo productor hasta la disposición final de la producción, entre las Empresas Mixtas y PDVSA.
3. Realizar diagnóstico del estado operativo de los Centros de Almacenamiento y Sistema de Transporte de la Faja del Orinoco.
4. Elaborar un plan de mantenimiento y de inversión de acuerdo con el aumento progresivo en la producción de crudo en el período 2013-2030.
5. Establecer los costos por el manejo de crudo en dichos Centros de Almacenamiento y Sistemas de Transporte.
6. Describir las características de calidad del crudo para la disposición final de la producción.
7. Determinar una proyección de las tarifas para cada una de las Empresas Mixtas de acuerdo con el uso de las instalaciones propias de PDVSA para el manejo, tratamiento y transporte de crudo.

I.4. Alcance.

El presente Trabajo Especial de Grado se dedicará al estudio del manejo de la producción de las Empresas Mixtas Liviano-Mediano de la Dirección Ejecutiva Faja del Orinoco que hacen fluir su producción desde el Sistema de Transporte y Centro de Almacenamiento de crudo del Distrito San Tomé, así como establecer la participación de dichas Empresas involucradas para el cálculo de tarifas dependiendo del uso de los equipos o facilidades propias de PDVSA, desde el punto de entrega de la producción a ésta última y su puesto en destino. Estas tarifas serán acordes con el plan de producción del período 2013-2030, y de las inversiones que haga la misma.

I.5. Justificación.

La Faja del Orinoco representa la acumulación de petróleo más importante del país, actualmente muchos de los esfuerzos de la Empresa Nacional (PDVSA) se ven proyectados a impulsar el desarrollo y la producción de los campos en esta área.

Debido a los futuros planes de explotación previstos por PDVSA, junto a las Empresas Mixtas que allí operan se prevé un progresivo aumento de la producción. Ese aumento esperado, sugiere Centros de Almacenamiento y Sistemas de Transporte en óptimas condiciones, que permitan el manejo del volumen producido, para ello es necesario establecer un plan de mantenimiento e inversión para realizar las adecuaciones necesarias para el manejo de crudo, de acuerdo con los planes de explotación en el período 2013-2030.

Para poder establecer dichos planes primero se debe conocer la situación operacional actual de dichos Centros y Sistemas de Transporte y así determinar las acciones pertinentes con miras al desarrollo de la producción a largo plazo.

Por otra parte se desea verificar la participación de cada una de las Empresas Mixtas de acuerdo con el uso de los equipos propios de PDVSA, a través del cálculo de la tarifa por el manejo, tratamiento y transporte.

Por lo antes expuesto, la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión pretende revisar a través de la realización de este Trabajo Especial de Grado, la estructura tarifaria que se ajusta a cada empresa para el manejo, tratamiento y

transporte de crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco, a fin de determinar un posible ajuste en la tarifa actual.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 Antecedentes [2, 3, 4,5].

- Del Estudio de las Mermas Asociadas al Sistema de Transporte del Crudo Merey 16 en la Troncal 51, en la División Faja Petrolífera del Orinoco, realizado por Samira Rodríguez en Julio 2010 [2], se resalta la descripción del centro de almacenamiento y transporte utilizado para el manejo del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Este centro de almacenamiento, maneja segregación Merey 16 y su diluyente para producirlo. PDVSA [3] define el crudo Merey 16 como “un crudo pesado de 16 grados API, producto de un proceso de mezcla de crudos del Oriente de Venezuela”. La producción de los campos es almacenada en el Patio de Tanques Oficina, luego es bombeada a través de la Troncal 51 hasta el Terminal de Embarque Guaraguao o al Terminal de JOSE, en este traslado el crudo pasa por dos estaciones de re-bombeo hasta destino final, mientras que el diluyente es regresado a los campos para re-utilización.
- Diana Rodríguez realizó un estudio en Mayo de 2011 [4], basado en el Análisis Integral de Infraestructura de Producción en Áreas Operacionales de PDVSA, concluyó en una propuesta jerarquizada acerca de las acciones y recomendaciones a ejecutar por PDVSA, para garantizar el funcionamiento óptimo de los Centros de Almacenamiento, Transporte y Tratamiento para el período 2011 – 2015, el cual concluyó con una propuesta jerarquizada de mantenimientos e inversiones de los Patios de Tanques del País .
- En Gaceta Oficial N° 38410, de fecha 31 de Marzo de 2006, se presenta un proyecto de modelo de contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) y las entidades privadas, en donde se establecen las disposiciones y obligaciones adquiridas al

momento de la conformación de dichas Empresas, así como de las formulación de cálculos de pagos por manejo de crudo.

II.2 Campo Faja Petrolífera del Orinoco [6, 7,8].

La Faja Petrolífera del Orinoco representa la acumulación de petróleo más grande del mundo, cuenta con una extensión de 55.314 km², abarca los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Está dividida en cuatro áreas, que a su vez están divididas en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente.

La Faja Petrolífera del Orinoco, empezó a perforarse en 1935 con el pozo Canoa - 1, el cual resultó seco, luego en 1938 con el pozo Zuata -1 se descubre el Campo, el cual consiste en un depósito interrumpido dividido en seis áreas inicialmente Cerro Negro, Hamaca, Pao, San Diego, Zuata y Machete.

Para 1977 el Campo fue repartido a 4 filiales operadoras, Lagoven, Maravén, Menevén y Corpoven. Para el año 2005 el Ministerio de Energía y Petróleo reinstuyó el área de evaluación marcada y las antiguas filiales fueron renombradas con los nombres de los bloques que se conocen en la actualidad, Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. La explotación del Campo Faja Petrolífera del Orinoco estará coordinada por esfuerzos conjuntos entre la Empresa Estatal PDVSA y empresas extranjeras bajo el esquema de Empresas Mixtas.

II.3 Marco Legal para la Creación de Empresas Mixtas.

II.3.1 Convenios Operativos [9].

Debido al interés de PDVSA en cuanto a los descubrimientos de nuevos yacimientos, se dejó en segundo plano aquellos campos ya agotados, es por ello que para 1990 por disposición del Ejecutivo Nacional, se encomendó a PDVSA proceder con la reactivación de los campos inactivos bajo la figura de Convenios Operativos, basada en el artículo 5° de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, la LOREICH, popularmente conocida como la Ley de Nacionalización, la cual señala: “El Estado ejercerá las actividades señaladas... directamente por el Ejecutivo Nacional o por entes de su propiedad, pudiendo celebrar los convenios operativos necesarios para la mejor

realización de sus funciones, sin que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades.”

Con esto se planteaba principalmente incrementar la producción nacional, mejorar la economía, captar nuevas tecnologías entre otros, basado en los siguientes aspectos:

- La Contratista realiza las actividades a su cuenta y riesgo, pero a cuenta de PDVSA, de acuerdo con el presupuesto aprobado.
- La Contratista no tiene derecho sobre los hidrocarburos (LOREICH).
- Se establecen compromisos mínimos de trabajo avalados por cartas de crédito.
- Contratos a 20 años.
- La Contratista pagará los impuestos, contribuciones y aranceles como empresa de servicios.
- PDVSA pagará regalía e impuestos correspondientes por ley.
- Los pagos son realizados en Dólares.
- La facturación es trimestral (dentro de los próximos 15 días del mes siguiente) y pagaderos en un plazo no mayor de 45 días de presentada la factura.
- La Contratista no podrá ceder o delegar sus derechos sin previo consentimiento escrito de PDVSA.
- La Contratista y sus Subcontratistas estarán sujetos a todas las leyes y reglamentos de la República de Venezuela.
- Los Convenios serán interpretados y regidos por las leyes de Venezuela.

II.3.2 Proceso de Migración [10].

El primero de enero de 2006, se da el fin de los convenios operativos, dando paso al esquema de las Empresas Mixtas previsto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). En el proceso de migración, PDVSA tiene como mínimo un 51% de participación, además de regirse por las siguientes exigencias:

- Ratificación de límite de pago a los convenios operativos de 67%
- La obligación a solventar fielmente el pago de ISLR.
- Compromiso por escrito de aceptación de la migración a Empresa Mixta, cláusula que una vez firmada permitirá comenzar la discusión relacionada con las condiciones que se le fijarán a las Empresas Mixtas.
- Ley de jurisdicción. No al arbitraje internacional.

II.3.3 Empresas Mixtas [11].

En Gaceta Oficial N° 38506 de fecha 23 de marzo de 2006, se establece el acuerdo mediante el cual se aprueba la creación y funcionamiento del contrato para las empresas mixtas y entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y las entidades privadas.

En dicho documento se hace referencia a todas las disposiciones y acuerdos realizados entre ambas partes a fin de establecer la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas.

II.4 Empresas Mixtas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Actualmente un conjunto de Empresas Mixtas se encuentra operando en el país, la presente investigación sólo se enfocará en aquellas empresas que hagan uso de las facilidades propias de PDVSA, para el manejo, transporte y tratamiento de crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Aclarando que no todas utilizan las facilidades.

II.4.1 Empresa Mixta Indovenzolana.

Petrolera Indovenzolana es una empresa conformada por PDVSA con un 60% y por ONGC Videsh LTD con un 40%, la cual se encarga de la producción de crudo Merey 16 proveniente del campo Zuata Norte.

II.4.2 Empresa Mixta Petroritupano.

Petroritupano está conformada por las empresas Petrobras Energía S.A con un 22%, Venezuela – US con 18% y PDVSA con 60%. La producción de crudo principalmente proviene de los campos: Leona y Oritupano, produce un crudo pesado de 16° API promedio, segregación Merey.

II.4.3 Empresa Mixta Petrodelta.

Petrodelta está constituida por la participación de la empresa pública de capital estadounidense Harvest Vinccler teniendo un 40% de las acciones, mientras PDVSA el 60% restante. Esta empresa está encargada de los campos: Tucupita, Bombal, Uracoa, Temblador, El Salto e Isleño, produciendo principalmente crudo pesado y extrapesado y una pequeña proporción de mediano.

II.4.4 Empresa Mixta Petrovenbras.

Está constituida por las empresas Petrobras Energía S.A con una participación del 29,2%, Coroil con un 10,8% y el restante 60% perteneciente a PDVSA. Produciendo crudo de 22 °API, de los yacimientos ubicados dentro del área Acema y Mata.

II.4.5 Empresa Mixta Petrokariña.

Constituida por las empresas Petrobras Energía S.A con un 29,2%, Inversora Mata con un 10,8% y PDVSA con 60%, produciendo crudo de 25 °API, de los yacimientos existentes dentro del área Mata y Zorro.

II.4.6 Empresa Mixta Sinovenezolana.

Sinovenezolana está constituida por CNPC con un 25% y PDVSA con un 75%, produciendo principalmente de los campos Caracoles, Finca, Caico Seco, Caico Este, Tascabaña y Pradera, un crudo de 22 °API.

II.4.7 Empresa Mixta Petronado.

Petronado está establecida por las empresas CGC con un 26%, BPE con un 8,4%, KNOC con un 5,6 % y PDVSA con el restante 60%. La producción de crudo de 24 °API (segregación Mesa) proviene del área del campo Onado.

II.4.8 Empresa Mixta Petrocuragua.

Empresa mixta conformada por Operaciones de Producción y Exploración Nacionales (OPEN) y por Carteras de Inversiones Petroleras (CIP) con una participación de 12% y 28% respectivamente, el restante 60% corresponde a PDVSA, produce crudo segregación Merey 16 proveniente de los campos de área de Casma.

II.4.9 Empresa Mixta Bielovenezolana.

La empresa mixta Bielovenezolana está conformada por la participación de Belorusneft con un 40% y por PDVSA por un 60%, en la región oriental produce principalmente crudo de 16 °API (segregación Merey) de los campos Guara Este, Ostra, Oritupano Norte.

II.4.10 Empresa Mixta Petrozumano.

Está constituida por CNPC con un 40% y por PDVSA con un 60%, operando los campos: Acema 100 y 200, Mata Este, Zumo, Nigua y Oscurote, conformando dos circuitos para la recolección del crudo producido de 28,7 °API.

II.4.11 Empresa Mixta Vencupet.

La empresa petrolera Vencupet esta conformada por la participación de Comercial Vencupet con un 40% y de PDVSA con un 60%, operando los campos: Adas, Oficina Central y Lido-Limón, produciendo crudo Merey 16.

II.5 Cálculo de Pagos por parte de PDVSA a las Empresas Mixtas por Volúmenes de Hidrocarburos Producidos [12].

De acuerdo con la normativa legal vigente, los pagos que deberá realizar PDVSA a las Empresas Mixtas por los volúmenes netos producidos, ya considerando las regalías que el Ejecutivo Nacional decida recibir en especie, se calcularán en conformidad con las siguientes fórmulas para el cálculo de Pago por el Petróleo Crudo Entregado:

$$\text{PPC} = \text{VPC} * (\text{PRG} * \text{FPG} + \text{PRC} * \text{FPC} + \text{PRE} * \text{FPE} + \text{PRA} * \text{FPA}) \dots \text{Ecu.2.1}$$

Donde:

PPC = Pago por el petróleo crudo entregado por la Empresa Mixta a PDVSA en el mes que se trate (US\$).

VPC = Volumen de petróleo crudo entregado por la Empresa Mixta a PDVSA en el mes que se trate, neto del volumen correspondiente a la regalía que el Ejecutivo Nacional decida recibir en especie (barriles).

PRG = Precio de referencia para el petróleo crudo Mesa 30 destinado al Golfo de México en el mes que se trate (US\$/bbl), determinado de conformidad con la siguiente fórmula:

$$\text{PRG} = 0,40 * \text{WTS} + 0,30 * (\text{LLS} + \text{FO3}) + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K} \dots \text{Ecu.2.2}$$

Donde:

WTS = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para el petróleo crudo “West Texas Sour” entregado en Midland, Texas, tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/bbl).

LLS = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para el petróleo crudo “Light Louisiana Sweet” entregado en St. James, Louisiana, tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/bbl).

FO3 = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para “fuel oil” con un contenido de 3% de azufre en el Golfo de México (No. 6 Fuel Oil, 3% S, Waterborne, USGC), tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/bbl).

AGA = Suma de los ajustes por variaciones en gravedad y contenido de azufre del petróleo crudo entregado en relación con el petróleo crudo Mesa 30 (30,6 °API; 1,01% azufre) durante el mes que se trate, cuyos valores serán publicados mensualmente por el Ministerio para todos los petróleos crudos destinados al Golfo de México que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/bbl). Estos ajustes tendrán como propósito reflejar los valores de dichas variaciones en gravedad y azufre en el Golfo de México durante el mes que se trate.

ACC = Ajuste por costos de comercialización para el mes de que se trate, los cuales consisten en la suma de (a) US\$ 0,00125 por barril y por kilómetro, indexado conforme con el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América a partir del 1° de abril de 2006, y multiplicado por la distancia en kilómetros entre el punto de entrega y el puerto de embarque, más (b) un monto igual a la tasa fijada por el Instituto de Canalizaciones por la utilización de las obras de canalización del Lago de Maracaibo y el Golfo de Venezuela durante el mes que se trate, el cual a la fecha de contrato es equivalente a US\$ 0,1972 por barril transportado, más (c) US\$ 0,15 por barril, indexado conforme con el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América a partir del 1° de abril de 2006, por concepto de otros costos de manejo del petróleo crudo entregado hasta su embarque, más (d) US\$ 0,05 por barril, indexado conforme con el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América a partir del 1° de abril de 2006, por concepto de honorarios de comercialización, más (e) cualquier impuesto o derecho aplicable a la exportación del petróleo crudo Mesa 30, expresado en US\$ por barril.

K = Constante para el petróleo crudo Mesa 30 en el Golfo de México en el mes que se trate, la cual será publicada mensualmente por el Ministerio para todos los petróleo crudos destinados al Golfo de México que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/barril). Esta constante tendrá como propósito neutralizar posibles distorsiones que pudieran generarse dados los precios de referencia del petróleo crudo Mesa 30 y las condiciones de mercado imperantes para dicho petróleo crudo en el Golfo de México durante el mes que se trate (competencia, refinación y otros factores que afecten la oferta o la demanda).

FPG = Factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Mesa 30 destinado al Golfo de México, el cual será igual a 0,2900 para el año 2006. En enero de 2007, y en enero de cada año subsiguiente, el Ministerio publicará el FPG para dicho año con base en la participación del volumen de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines al Golfo de México durante el año calendario anterior, expresada en forma decimal.

PRC = Precio de referencia para el petróleo crudo Mesa 30 destinado al Caribe en el mes que se trate, determinado conforme a la misma fórmula indicada arriba para el cálculo del precio de referencia para el petróleo crudo Mesa 30 destinado al Golfo de México (**PRG**), salvo por la constante **K** a ser publicada mensualmente por el Ministerio para el petróleo crudo Mesa 30 destinado al Caribe, la cual reflejará la diferencia en costos de transporte al Golfo de México (Houston) y al Caribe (Curazao) (US\$/barril).

FPC = Factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Mesa 30 destinado al Caribe, el cual será igual a 0,7025 para el año 2006. En enero de 2007, y en enero de cada año subsiguiente, el Ministerio publicará el FPC para dicho año con base en la participación del volumen de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines al Caribe durante el año calendario anterior en el volumen total de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines durante el año calendario anterior, expresada en forma decimal.

PRE = Precio de referencia para el petróleo crudo Mesa 30 destinado a Europa en el mes que se trate (US\$/barril), determinado de conformidad con la siguiente fórmula:

$$\text{PRE} = 0,60*\text{BRD} + 0,40*\text{FO3,5} + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K} \dots \dots \dots \text{Ecu2.3}$$

Donde:

BRD = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondiente al mes que se trate para el petróleo crudo del Mar del Norte “Dated Brent”, entregado en Sullom Voe, UK, tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/barril).

FO3,5 = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para “fuel oil” CIF con un contenido de 3,5% de azufre entregado en Róterdam (fuel Oil, 3,5%S, CIF ARA Barges), tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/barril).

AGA = Suma de los ajustes por variaciones en gravedad y contenido de azufre del petróleo crudo entregado en relación con el petróleo crudo Mesa 30 (30,6 °API; 1,01% azufre) durante el mes que se trate, cuyos valores serán publicados mensualmente por el Ministerio para todos los petróleos crudos destinados a Europa que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/bbl). Estos ajustes tendrán como propósito reflejar los valores de dichas variaciones en gravedad y azufre en Europa durante el mes que se trate.

ACC = Tendrá el mismo significado establecido arriba en la definición del término ACC incluido en la fórmula para el cálculo del precio de petróleo crudo Mesa 30 destinado al Golfo de México (PRG).

K = Constante para el petróleo crudo Mesa 30 destinado a Europa en el mes que se trate, la cual será publicada mensualmente por el Ministerio para todos los petróleo crudos destinados a Europa que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/barril). Esta constante tendrá como propósito neutralizar posibles distorsiones que pudieran generarse dados los precios de referencia del petróleo crudo Mesa 30 y las condiciones de mercado imperantes para dicho petróleo

crudo en Europa durante el mes que se trate (competencia, refinación y otros factores que afecten la oferta o la demanda).

FPE = Factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Mesa 30 destinado a Europa, el cual será igual a 0,0075 para el año 2006. En enero de 2007, y en enero de cada año subsiguiente, el Ministerio publicará el FPE para dicho año con base en la participación del volumen de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines a Europa durante el año calendario anterior, expresada en forma decimal.

PRA = Precio de referencia para el petróleo crudo Mesa 30 destinado a Asia en el mes que se trate (US\$/barril), determinado de conformidad con la siguiente fórmula:

$$\text{PRA} = 0,85 * \text{OMA} + 0,15 * \text{FO2} + \text{AGA} - \text{ACC} + \text{K} \dots \dots \dots \text{Ecu2.4}$$

Donde:

OMA = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para el petróleo crudo Oman, entregado en Mina al Fahal, Oman, tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/barril).

FO2 = Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes que se trate para “fuel oil” 180 est con un contenido de 2% de azufre, entregado en Singapur (Fuel Oil, 2% S, 180 CST, Singapore), tal como sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/barril).

AGA = Suma de los ajustes por variaciones en gravedad y contenido de azufre del petróleo crudo entregado en relación con el petróleo crudo Mesa 30 (30,6 °API; 1,01% azufre) durante el mes que se trate, cuyos valores serán publicados mensualmente por el Ministerio para todos los petróleos crudos destinados a Asia que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/bbl). Estos ajustes tendrán como propósito reflejar los valores de dichas variaciones en gravedad y azufre en Asia durante el mes que se trate.

ACC = Tendrá el mismo significado establecido arriba en la definición del término ACC incluido en la fórmula para el cálculo del precio de petróleo crudo Mesa 30 destinado al Golfo de México (PRG).

K = Constante para el petróleo crudo Mesa 30 destinado a Asia en el mes que se trate, la cual será publicada mensualmente por el Ministerio para todos los petróleos crudos destinados a Asia que tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/barril). Esta constante tendrá como propósito neutralizar posibles distorsiones que pudieran generarse dados los precios de referencia del petróleo crudo Mesa 30 y las condiciones de mercado imperantes para dicho petróleo crudo en Asia durante el mes que se trate (competencia, refinación y otros factores que afecten la oferta o la demanda).

FPA = Factor de ponderación del precio de referencia del petróleo crudo Mesa 30 destinado a Asia el cual será igual a 0,0 para el año 2006. En enero de 2007, y en enero de cada año subsiguiente, el Ministerio publicará el FPA para dicho año con base en la participación del volumen de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines a Asia durante el año calendario anterior en el volumen total de las exportaciones de petróleo crudo Mesa 30 y petróleos crudos afines durante el año calendario anterior, expresada en forma decimal.

Las fórmulas anteriormente mencionadas reúnen todas las consideraciones pertinentes en relación con el pago que deberá hacer PDVSA a la Empresa Mixta por el crudo producido, cada uno de estos factores están sujetos a cambio. Si alguna de las partes involucradas o cualquier accionista de la Empresa Mixta creen que, debido a cambios en los mercados o en la aplicación de los factores de ajuste publicados por el Ministerio o cualquier fórmula, ha dejado de reflejar adecuadamente el valor de exportación al mercado que se trate del petróleo crudo entregado, tal parte podrá solicitar un ajuste prospectivo de la fórmula en cuestión. De las fórmulas anteriormente descritas se resaltaré aquella en la que se basará parte del proyecto, el Ajuste por Costo de Comercialización el cual refleja los factores a considerar por el uso de la infraestructura de PDVSA de acuerdo con el punto de entrega de la producción a la misma y su disposición final en los Terminales de Embarque.

II.6 Cálculo de Ajuste por Costo Comercialización de Crudo [12].

Según las disposiciones legales, PDVSA debe garantizar la disponibilidad de las tuberías, centros de almacenamiento y todo lo concerniente al manejo, tratamiento y transporte del crudo desde el lugar de entrega hasta su destino final, en este lugar o punto de entrega a PDVSA, ocurre la transferencia de la producción ya fiscalizada debido a la falta de infraestructura por parte de la Empresa Mixta para poder realizar el manejo, transporte y tratamiento de su producción desde el pozo al Patio de Tanques. Por el hecho de fluir la producción de dichas Empresas por las facilidades propias de PDVSA y según los estatutos legales firmados se procede un pago por las actividades antes mencionadas, y para ello se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{ACC} = ((a * L) + b + c + d + e) * \text{Fim} \dots \text{Ecu. 2.5}$$

Donde:

ACC: Ajuste por Costo de Comercialización.

a: Costo por distancia en manejo de crudo, US\$ 0,00125 por barril y por kilómetro entre el punto de entrega y el puerto de embarque.

L: Distancia en kilómetros entre el punto de entrega y los terminales de embarque.

b: Tasa fijada por el instituto de canalizaciones por el uso del Lago de Maracaibo, US\$ 0,1972 por barril por concepto de costos adicionales de transporte marítimo de petróleos crudos comercializados como parte de mezclas cargadas en puertos del Lago de Maracaibo.

c: US\$ 0,15 por barril, por concepto de otros costos de manejo del petróleo crudo entregado hasta su embarque.

d: US\$ 0,05 por barril, por concepto de honorarios de comercialización.

e: cualquier impuesto o derecho aplicable a la exportación del petróleo Merey 16, expresado en US\$ por barril.

Fim = IPC Mes /IPC Base.....Ecu.2.6

Donde:

IPC: Índice de precios al consumidor

Con respecto a esta formulación se homologará con los gastos actualmente incurridos por el manejo, transporte y tratamiento del crudo de las Empresas Mixtas a fin de verificar los factores y determinar si requieren algún ajuste de acuerdo con los resultados obtenidos.

II.7 Descripción General de la Producción de Hidrocarburo.

La comercialización de petróleo regula ciertas especificaciones en el crudo en cuanto al porcentaje de agua y sedimentos y otros compuestos en él presente, para ello la producción de los campos debe ser sometida a una serie de procesos que permitan extraer cierta proporción de los componentes no deseados de manera de cumplir con las especificaciones establecidas y poder fiscalizar (medir) la producción.

La cadena de manejo del crudo comienza con las líneas de flujo que llevan la producción de los pozos a un múltiple de producción en la estación de flujo, el cual está formado por uno o varios cabezales de producción y uno de prueba, una vez que el crudo es recogido en el múltiple se envía a los separadores, en donde se retiene el nivel de líquido por un tiempo a condiciones fijadas de presión y temperatura de manera de separar el gas del crudo y el agua. Una vez removido el petróleo es llevado a las estaciones de descarga en donde se realiza el proceso de deshidratación con el fin de separar el petróleo del agua. Esto se realiza para alcanzar los estándares de calidad (especificaciones del crudo) que requiera el centro de almacenamiento.

Una vez que la producción se encuentre bajo especificación se fiscaliza para luego ser bombeada a los patios de tanque o centro de almacenamientos, para su posterior comercialización. De acuerdo con los objetivos planteados en la presente investigación se procederá a describir aquellas facilidades involucradas desde la estación de descarga hasta los oleoductos de salida que transporta la producción a los terminales de embarque.

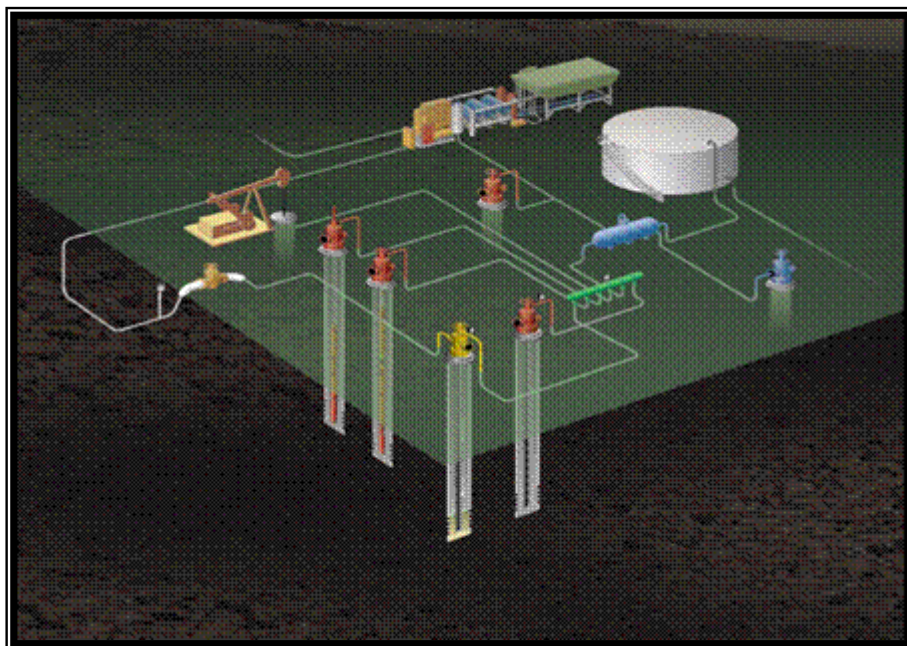


Figura 2.1 Esquema General de Manejo de Crudo [1]

II.8 Estaciones de Descarga.

Son las estaciones encargadas de bombear el crudo al Patio de Tanques, están provistas generalmente de contadores o unidades de medición de crudo, equipos para aplicar productos químicos, unidades para tratamiento (hornos o tanques lavadores), tanques de almacenamiento, oleoductos y sistema de bombas, todos estos equipos son usados con el fin de obtener un crudo bajo especificaciones antes de ser bombeado al Patio de Tanques. Un crudo Merey 16 bajo especificaciones de los campos en estudio se refiere a aquel que dentro de su composición tiene un porcentaje de agua y sedimentos menor a 0.8% y su gravedad API varía entre 15,5 y 16,5.

El proceso en la estación comienza con un múltiple o una trampa de entrada que recibe la producción de las estaciones de flujo, ésta producción circula a través de la unidad de adición de químicos en donde se incorpora demulsificante al crudo que junto al proceso de calentamiento a través del uso de hornos o tanques de lavado (esto dependerá de cada estación), acelera la separación del agua.

Posteriormente se bombea a los tanques de almacenamiento de la estación, una vez que la producción es almacenada se espera que la mezcla se estabilice, es decir, no presente característica de flujo turbulento para poder fiscalizarla para su posterior bombeo a los centro de almacenamiento.

II.8.1 Sistema de Fiscalización.

Para conocer la producción de cada una de las empresas involucradas, es necesario fiscalizar el volumen y las características del crudo manejado en cada una de las estaciones antes de ser bombeado a los centros de almacenamiento, para ello se mide a través del método de aforo de tanques, y luego se hace circular el crudo por contadores, acumuladores o unidades LACT.

Igualmente se debe conocer las características del crudo, esto se refiere a la calidad en cuanto a la gravedad API y el porcentaje de agua y sedimentos para determinar si la producción cumple con los estándares exigidos por el Ministerio de Petróleo y Minería, para ello operadores de PDVSA verifican ambas características del fluido de cada estación, si ambas están dentro del rango permitido se procede al bombeo al centro de almacenamiento, en caso contrario se ordena parar la estación, y los operadores de ésta tomarán las medidas pertinentes como la recirculación del crudo de manera de repetir el proceso y lograr cumplir con los requerimientos exigidos.

Para medir las características anteriormente mencionadas, se hace uso de las Normas Internacionales ASTM D 4007 y ASTM D 1298.

II.8.1.1 Método de Aforo de Tanques.

Para estimar la cantidad de fluido almacenado dentro de un tanque antes de ser bombeado al centro almacenamiento, se utiliza una medición indirecta a través del Aforo de Tanques, el cual consiste en introducir una plomada desde el nivel de referencia del tubo de aforo, determinando así el espacio vacío dentro del tanque, dicho espacio se resta de la altura total del tanque. A esta diferencia también se resta la altura en pies no bombeables que dependerá de las características de cada tanque, este resultado final se determina su equivalente en volumen de acuerdo con las tablas de calibración (proporciona una equivalencia en cuanto a la altura

de líquido y el volumen ocupado por el mismo en el tanque) igualmente propias para cada tanque, y así conocer la cantidad de fluido que luego se enviará a los contadores, acumuladores o unidades LACT.

II.8.1.1.1 Calibración de Tanques [13].

De acuerdo con el capítulo 2 de las normas API, la calibración de tanques consiste en el proceso de determinar el volumen total del tanque o capacidades parciales a diferentes niveles de líquido a las condiciones de operación existentes, ya que para la custodia y transferencia de crudo se debe contar principalmente con un tanque bien calibrado, que realmente de una buena aproximación al volumen del crudo almacenado. Para ello existen distintos tipos de método entre los cuales están:

- Método Manual de Encintado.
- Método de la Línea Óptica de Referencia.
- Método de Triangulación Óptica.
- Método Electro-Óptico Externo de Determinación de Distancia

Ya efectuada la calibración conocida cada una de las posibles variaciones en el diámetro, mediante formulaciones matemáticas, se construyen las tablas de aforo, las cuales son únicas para cada tanque y deben modificarse al momento de alguna re-calibración.

Esta tabla se construye a fin de facilitar al operador el reporte del volumen leído mediante el uso del método de la plomada, es decir, le permite convertir la altura de líquido leída un volumen de producto almacenado.

II.8.1.2 Contadores o Acumuladores.

Una vez el crudo, bajo especificación, se encuentra almacenado en los tanques de la estación de descarga, y se procede el bombeo al centro de almacenamiento, se fiscaliza en dicha estación primero a través del método de aforo de tanques y posteriormente se compara con la lectura realizada por el contador o acumulador. Su función es determinar el flujo de crudo que circula a través de él, para ello puede hacer uso de distintos dispositivos a fin de alcanzar su meta para la cual fueron diseñados. La diferencia entre un contador y un acumulador principalmente

consiste en que el primero se puede inicializar una vez se detenga el flujo del fluido mientras que en el segundo no se puede inicializar. En la **figura 2.2** se muestra un contador de tipo desplazamiento positivo, el cual es el principal utilizado en las estaciones que comprenden el alcance del presente trabajo.



Figura 2.2. Contador de Desplazamiento Positivo [14].

El contador de desplazamiento positivo es un medidor rotativo de aspa deslizante, esto significa que el aspa separa el flujo de crudo momentáneamente en segmentos de volumen conocidos. Luego de acuerdo con las revoluciones realizadas por el rotor permitirá el conteo del volumen transitado a través de él.

II.8.1.3 Unidades LACT.

Las unidades de Medición Automática para Transferencia de Custodia (LACT), consisten en un arreglo de equipos diseñados para la transferencia de hidrocarburos líquidos, actualmente son utilizados desde algunas estaciones de descarga al Patio de Tanques y de éste a los Terminales de Almacenamiento. Estas unidades se encargan de medir la calidad y la cantidad de hidrocarburos que fluyen por la misma, los equipos que componen la unidad son:

- Bomba para desplazar el crudo.
- Medidor de flujo.
- Conexiones para la instalación de manómetros.

- Dispositivos que permitan hacer muestreo o coleccionar continuamente el crudo que fluye a través de la unidad.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta.

Principalmente los equipos antes mencionados son los que componen el funcionamiento de la unidad LACT, esto no quiere decir que en la misma se puedan encontrar equipos adicionales que permitirán su cuidado y prolongación de su vida útil.

II.8.2 Unidad de Química.

El crudo producido generalmente viene asociado a pequeñas gotas de agua en forma de emulsión, las cuales no deben sobrepasar de un 0,8% del volumen total, para ello al comienzo de la estación de descarga se hace circular el crudo por la unidad de química, como se muestra en la **figura 2.3**. En ella la adición de desemulsificante en conjunto con la siguiente unidad permitirá la extracción del agua por gravedad, permitiendo así que el crudo alcance las especificaciones establecidas.



Figura 2.3. Unidad de Adición de Químicos [15].

II.8.2.1 Emulsión [16].

De acuerdo con el Centro Internacional de Entrenamiento y Desarrollo (CIED), una emulsión se define como una mezcla líquida heterogénea, básicamente permanente, de dos líquidos que normalmente no se disuelven el uno en el otro (agua en aceite o aceite en agua) , pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, el uno en el otro, por agitación mecánica o, más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias conocidas como emulsionantes.

Los agentes emulsionantes encargados de formar una emulsión pueden ser:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Las emulsiones se pueden clasificar en:

- Directa: Es aquella en donde la fase continua es el agua, y la fase dispersa es el petróleo, es decir, gotas de petróleo suspendidas en el agua.
- Inversa: Es aquella en donde la fase continua es el petróleo y la fase dispersa es el agua, es decir, gotas de agua suspendidas en el petróleo.

II.8.3 Unidad de Calentamiento.

Una vez se le adiciona al crudo el desemulsificante se procede a llevarlo a una unidad de calentamiento, la cual puede estar constituida por hornos ó tanques de lavado, como se muestra en **las figuras 2.4 y 2.5**, cuya principal función es

agregar temperatura al fluido para acelerar el proceso de deshidratación (separación del agua).



Figura 2.4. Tanque de Lavado [17].



Figura 2.5. Calentadores [17].

II.8.4 Características en Estudio.

En relación con los acuerdos de exportación de crudo Meroy 16 al cual se hace referencia en el presente trabajo, existen dos características que debe cumplir la producción para la exportación.

Generalmente en los centros de almacenamiento no se realiza el tratamiento del crudo, pero en caso que la producción recibida no esté dentro de los rangos establecidos, éstos cuentan con la infraestructura necesaria para corregir dichos rangos.

II.8.4.1 Especificaciones [18].

En las estaciones de descarga se miden los parámetros de porcentaje de agua y sedimentos y gravedad API, para ello los operadores hacen usos de las normas ASTM D 4007 y ASTM D 1298 para la determinación de dichos parámetros. Las especificaciones de calidad establecidas en el centro operativo al cual concierne el presente estudio establecen un porcentaje de agua y sedimentos menor o ó igual a 0,8 % y una gravedad API entre 15,5 y 16,5 para crudo Merey.

En la **figura 2.6**, se observa una centrifuga, equipo utilizado para realizar las pruebas de medición del porcentaje de agua y sedimentos.



Figura 2.6 Equipo de Medición del Porcentaje de Agua y Sedimentos [18].

II.9 Puntos de Entrega.

Cada una de las empresas involucradas en el estudio, cuenta con una infraestructura y equipos determinados, en algunos casos no son suficientes para lograr obtener la producción bajo especificación y entregarla en patio de tanques. Para aquellas empresas que cuenten con las estaciones necesarias para el tratamiento de crudo, PDVSA sólo fiscalizará que la estación de descarga se cumpla con los parámetros de contenido de agua y sedimentos y grados API establecidos, como también se medirá el volumen de crudo bombeado. En cambio en aquellas otras que no cuenten con infraestructura que permita obtener bajo especificación la producción, PDVSA fiscalizará el volumen producido y se encargará en sus estaciones de verificar las especificaciones de calidad y su posterior bombeo para almacenaje. Para los cálculos de tarifas, el punto de entrega de la producción es en los terminales de embarque, sin importar que por requerimientos operacionales el crudo de alguna empresa en específico no sea bombeado a dicho destino.

II.10 Centros de Almacenamiento. [19]

Una vez puesto el crudo bajo especificación este es bombeado a lugares destinados para almacenarlos y fiscalizarlos para luego ser trasladados a su destino final. Estos lugares son conocidos como Centros de Almacenamiento o Patios de Tanques, su principal función es recolectar la producción de los campos ya bajo especificación, a través de una red de tuberías y sistema de bombas para así poder fiscalizar y determinar la producción de crudo y luego bombearla hasta su destino final. También estos centros pueden tratar alguna mezcla fuera de especificaciones, ya que cuentan con equipos que le permiten corregir aquella o ambas características que no cumplan con los estándares exigidos.

II.10.1 Tanques.

Son depósitos dispuestos para recibir el producto de los pozos, una vez que pase por las estaciones de flujos y sea puesto según las especificaciones requeridas, para de allí bombearlo al patio de tanques principal o a su destino final (puertos o refinerías)

Para el almacenamiento de crudo, se cuenta con distintos tipos de tanques con características especiales dependiendo de las condiciones de temperatura y presión acordes con el rango de operación y proceso, de acuerdo con la **norma API CAP 3[20]** los tanques se pueden dividir según su forma o según el producto almacenado.



Figura 2.7. Vista Aérea de un Centro de Almacenamiento [21].

II.10.1.1 Tipos de Tanques.

Según su forma:

- Cilíndrico Vertical con Techo Cónico

Son tanques de techo fijo, diseñados generalmente para operar a presiones cercanas a la atmosférica, están diseñados para almacenar hidrocarburos que no se evaporen fácilmente de manera que no se acumulen gases en su interior.

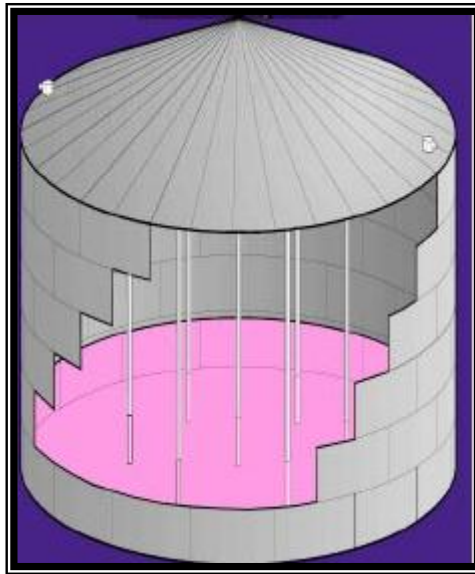


Figura 2.8 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Cónico [21].

- Cilíndricos con Fondo y Tapa Cóncavos.

Están diseñados generalmente para almacenar productos con tendencia a emitir vapores a temperatura ambiente.

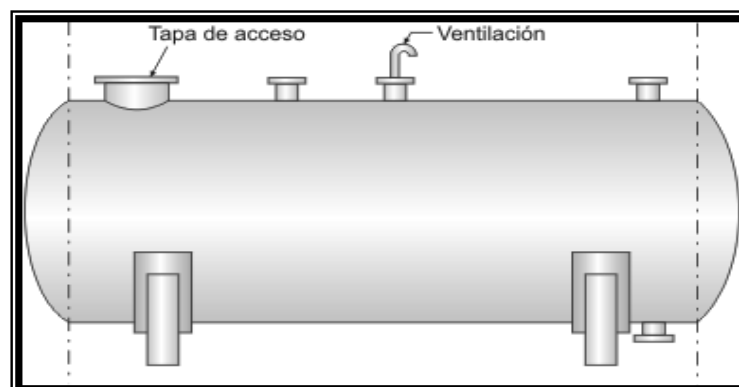


Figura 2.9 Tanque Cilíndrico con Fondo y Tapas Cóncavos [21].

- Cilíndricos con Techo Flotante.

Están caracterizados principalmente por tener un techo móvil, éste flota en la superficie del producto que se almacena, son principalmente utilizados en líquidos que tienden a perder sus fracciones livianas por evaporación, ya que se reduce al mínimo el espacio entre el fluido y el techo.

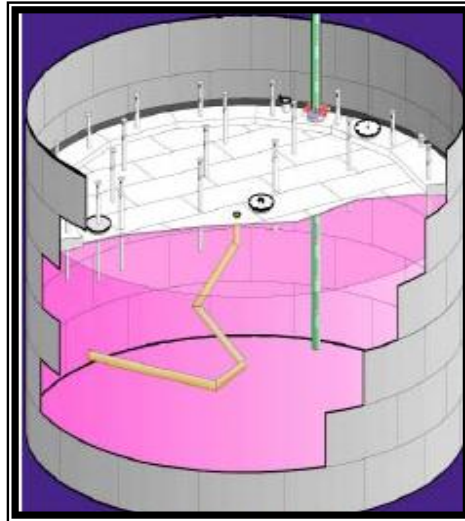


Figura 2.10 Tanque Cilíndrico Vertical con Techo Flotante [21].

- Cilíndricos con Membrana Flotante.

Estos tipos de tanques cuentan con un techo fijo cónico, en el cual se le acopla una membrana diseñada para que flote en el fluido almacenado, de manera que igual al caso anterior reduzca las pérdidas por evaporación.

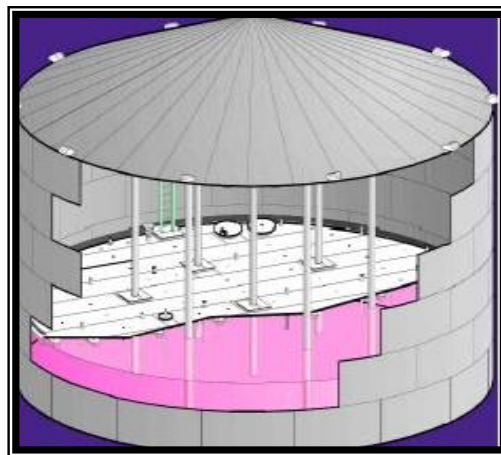


Figura 2.11 Tanque Cilíndrico con Membrana Flotante [21].

- Tanques Esféricos.

Son aquellos tanques diseñados para operar a presiones mayores a la atmosférica, principalmente son usados para almacenar productos con presión de vapor muy alta.

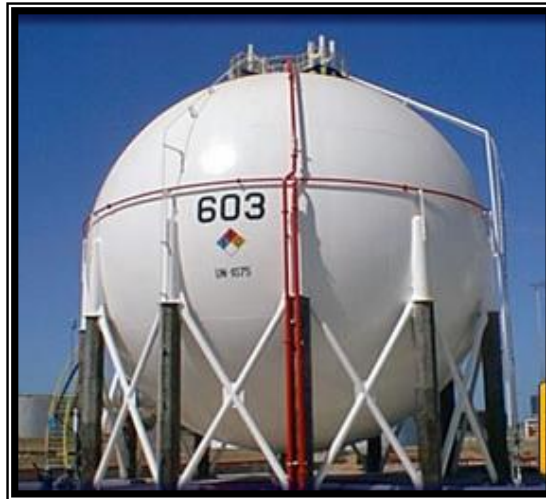


Figura 2.12 Tanque Esférico [21].

Los tanques manejados dentro del alcance de la investigación, caen bajo la categoría antes mencionada, no obstante también existe otro tipo de clasificación de acuerdo con:

Según el Producto Almacenado.

- Para crudos.
- Para derivados o refinados.
- Para GLP.
- Para residuos.

Según su diseño.

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

II.11 Sistema de Transporte [22,23,24].

El proceso general para la producción y comercialización de crudo, va desde que el crudo está a boca de pozo hasta su lugar de destino ya sea puertos de embarque o refinerías, para ello es necesario una red de tuberías de grandes dimensiones (oleoductos) y estaciones de bombeo que le permitan al crudo llegar al destino final. Una vez que el crudo está bajo especificaciones en cuanto al contenido de agua y sedimentos y gravedad API, abandona la estación de flujo, y es recolectado por esta red de tuberías y llevado a los patios de tanques, refinerías o puerto de embarques.

II.11.1 Oleoductos [16].

Es una tubería destinada a conducir petróleo a largas distancias, generalmente son construidos con acero, cuyo diámetro puede medir hasta mas de 40", los cuales pueden estar en superficie o enterrados generalmente a 1 metro de profundidad. El material de construcción también dependerá de la naturaleza del fluido que transportará, para así lograr mayor vida útil, y disminuir posibles daños causados por corrosión originada por dicho fluido.

II.11.1.1 Diseño.

De acuerdo con las condiciones a la cual estarán sometidas las tuberías, éstas requieren ciertas especificaciones, de acuerdo con el American Petroleum Institute (API), como por ejemplo deben resistir a fuerzas y deformaciones generadas tanto por las características del fluido como por factores ambientales. Para ello API estableció unos rangos de acuerdo con la calidad del material, los cuales varían desde el grado B hasta X-70, cuyos valores de punto cedente mínimo de resistencia son 36.000lppc y 70.000lppc respectivamente.

II.11.2 Válvulas [25,26].

Las válvulas son dispositivos mecánicos destinados para el control del flujo de fluido (regulación, apertura o cierre) que circula a través de ella. Esto se logra mediante el uso de una pieza movable que abre, cierra u obstruye el flujo, para el manejo y transporte de crudo en oleoducto.

II.11.2.1 Tipos de Válvulas.

De acuerdo con normas técnicas de PDVSA, las válvulas se clasifican en:

- **Válvula de Compuerta:** consiste en un disco vertical de cara plana dentro del cuerpo de la válvula que puede bajar o subir, recomendadas para servicios de apertura o cierre total sin estrangulación.
- **Válvula de Retención:** son conocidas también como válvulas check, diseñadas para evitar una circulación inversa, es decir, una vez que el fluido fluye por la válvula esta impide que se regrese ya que si esto ocurre la misma se cierra.
- **Válvula de Bola:** consiste en un mecanismo regulador en el interior de forma de esfera perforada, permitiendo abrir y cerrar el flujo del fluido de manera rápida.
- **Válvula de Globo:** sirven para regular el flujo que pasa a través de ella, gracias a un elemento de cierre que se asienta sobre una sección circular, reduciendo el paso del fluido y por ende disminuyendo el caudal.
- **Válvula de Aguja:** es llamada así por el vástago cónico que hace de obturador, son válvulas reguladoras del flujo, ya que el giro del vástago cierta cantidad de vueltas permite el incremento progresivo del caudal.
- **Válvula de Tapón:** consiste en tres piezas, un tapón cónico, el cuerpo de la válvula donde está el asiento del cono y las tapas, el giro del tapón permite tener la válvula desde una posición abierta a una cerrada o viceversa, no son para regular el flujo.

II.11.3 Sistema de Bombeo [16].

Para lograr el transporte del crudo a través de grandes distancias, es necesario inyectarle energía al fluido de manera que aumente su velocidad y permita desplazarse, para ello se utiliza una serie de bombas las cuales impulsarán el fluido alcanzando velocidades entre 1 y 6 m/s. La selección del tipo adecuado de bomba a implementar dependerá principalmente del caudal de flujo, los requerimientos del cabezal, del mantenimiento, la viscosidad a temperatura de bombeo y los requerimientos de control de flujo así como también la topografía que atraviesan los oleoductos.

Los requerimientos de cabezal van asociados a la diferencia de la presión total entre las presiones nominales de succión y descarga, convertidos a una altura equivalente de líquido bombeado.

II.11.3.1 Tipos de Bombas.

Para la transferencia de crudo se utilizan dos tipos de bombas principalmente:

Las bombas Booster son aquellas encargadas de transferir la producción de los tanques a las bombas principales, cuya principal función es regular la presión requerida en la sala de bombas principales. Las bombas principales se encargan del bombeo de la producción hasta los Terminales de Embarque o estaciones de re-bombeo.

II.12 Mantenimientos [27,28].

La norma venezolana COVENIN N° 3049-93 define el mantenimiento como:

“Es el conjunto de acciones que permite conservar o reestablecer un sistema productivo a un estado específico, para que pueda cumplir un servicio determinado”

Cuando se hace mención a sistemas productivos se refiere a todos aquellos dispositivos, instalaciones, equipos y/o edificaciones sujetas a acciones de mantenimiento.

De acuerdo con el Manual de Mantenimiento de PDVSA (mm-01-01-01) existen distintos tipos de mantenimiento a realizar, dentro de ellos están:

- **Mantenimiento Correctivo:** Consiste en las actividades realizadas a un activo después de evidenciar la existencia de una falla, de manera que esté en condiciones para cumplir con la función para la cual está establecido.
- **Mantenimiento Mayor:** Son aquellas actividades realizadas a los equipos con el fin de restablecer o conservar sus condiciones operacionales. Estas actividades implican la parada del equipo.
- **Mantenimiento Predictivo:** Son todas aquellas acciones realizadas antes que ocurra algún tipo de falla, este tipo de mantenimiento fue establecido con el fin de diagnosticar y detectar posibles fallas antes de la pérdida de la función del activo.

- **Mantenimiento Preventivo:** “Es un conjunto de actividades predeterminadas, planificadas y programadas, cuyo fin es evitar la ocurrencia de una falla en un activo tangible o intangible.”

Para este tipo de mantenimiento existe una división de acuerdo con las actividades a realizar según los requerimientos del equipo, para ello se definen Niveles de Mantenimiento que consisten en “Categorías de jerarquización de actividades de mantenimiento basadas en esfuerzo y consecuencias de acuerdo con el contexto operacional en el cual se desempeñe el activo.”

II.12.1 Niveles de Mantenimiento Preventivo.

PDVSA los clasifica en:

- **Nivel 1:** Aplica al mantenimiento que comprende “...servicios básicos y las actividades de prevención, que no requieren desmontaje, apertura o parada del activo, así como registros de parámetros operacionales y la conservación de los aspectos de Seguridad Industrial, Higiene Ocupacional y Ambiente...”
- **Nivel 2:** “En este nivel se describen todas las actividades de inspección no intrusiva, pruebas, ensayos no destructivos, mantenimiento de elementos que requieran o no paradas del activo y adicionalmente, monitoreo, registro de datos de mantenimiento y confiabilidad que permitan establecer la condición del elemento. Las paradas en este nivel no comprometen la continuidad operacional o el arranque del activo...”
- **Nivel 3:** Aplicable a “...actividades de inspección intrusiva, pruebas, ensayos no destructivos especializados, ensayos destructivos y mantenimiento preventivo para restituir las condiciones operacionales que requieran, con o sin parada del activo. La parada en este nivel compromete la continuidad operacional o el arranque del activo.”
- **Nivel 4:** “En este nivel se describen en general las actividades de restitución parcial del activo llevándolo a las condiciones de diseño, que permitan prolongar su vida útil e impliquen parada...”
- **Nivel 5:** “...se realizan todas aquellas actividades de restitución total de las condiciones originales de diseño, que impliquen parada del activo...”

II.13 Descripción del Área de Estudio.

Las empresas que integran el estudio hacen uso de dos Patios de Tanques, los cuales por políticas de privacidad de la empresa llamaremos “Patio de Tanques A” y “Patio de Tanques B”, sitios en los cuales es recibida la producción.

El Patio de Tanques A recibe la producción de las Empresas Mixtas comprendidas en el alcance del estudio, estas empresas bombean al centro operacional segregaciones Merey “O” y “M” y su diluyente para producirla. Estos fluidos son distribuidos hacia los Terminales de Embarque Guaraguao (TAEG) y José Antonio Anzoátegui (TAEJAA).

- Líneas de entrada.

El centro operativo recibe la producción de las Empresas Mixtas a través de siete oleoductos que conectan las estaciones de descargas involucradas dentro del alcance del trabajo de grado con el centro operativo. Dentro de los oleoductos de interés se encontró desde 12” hasta 36”.

- Tanques.

Patio de Tanques A cuenta con una capacidad nominal de almacenaje de 972 MBL, debido a que dentro de su haber se encuentran nueve tanques. Siete de ellos son de 96 MBL, de los cuales cuatro de ellos son de techo cónico fijo y tres de techo flotante, estos almacenan segregación Merey y diluentes, los dos restantes de 150 MBL ambos de techo cónico fijo, almacenando solamente segregación Merey.

Operativamente el centro cuenta con una capacidad de almacenamiento de 722,988 MBD, de los cuales son bombeables 607,6 MBD. Actualmente el tanque E-001 se encuentra fuera de servicio, en condiciones operativas normales el centro contaría con una capacidad de almacenaje de 854,952 MBD de los cuales serían bombeables 720,712 MBD. La descripción de los tanques que operan en el Patio de Tanques A se muestra en la **tabla 2.1**.

Tabla 2.1. Capacidad Operacional de Almacenamiento de Crudo en el Patio de Tanques A.

Código de Tanque	Tipo de hidroc.	Cap Nominal (BD)	Cap Operacional (BD)	Cap Bombeable (BD)	Status
M01	Merey 16	96.000	84.672	72.576	OPERATIVO
M02	Merey 16	96.000	84.168	72.144	OPERATIVO
M03	Merey 16	96.000	84.168	72.144	OPERATIVO
D05	Diluyente	96.000	84.504	72.432	OPERATIVO
D06	Diluyente	96.000	84.504	68.408	OPERATIVO
D07	Diluyente	96.000	84.504	68.408	OPERATIVO
D08	Diluyente	96.000	84.504	68.376	OPERATIVO
MM001	Merey 16	150.000	131.964	113.112	F/S
MM002	Merey 16	150.000	131.964	113.112	OPERATIVO

Los tanques M01, M02 y M03, almacenan Merey O, mientras que los tanques D05, D06, D07 y D08 de igual capacidad a los anteriores almacenan diluyente. Para la segregación Merey M se cuenta con los tanques MM001 y MM002.

El Patio de Tanques B recibe la producción de la Empresa Mixta 11, de aquí se bombea al Patio de Tanques A la segregación Merey M para posterior comercialización en los Terminales de Embarque Guaraguao (TAEG) y José Antonio Anzoátegui (TAEJAA).

Éste esta dividido en dos Patios de Tanques internos, la Estación M y el Centro Operativo. Dentro del alcance del proyecto se hará énfasis en dos Estaciones pertenecientes al Patio de Tanques, las cuales son: M y N, esta última perteneciente al centro operativo antes mencionado, ambas encargadas del manejo, transporte y tratamiento de la producción de la Empresa Mixta 11.

La Estación M, se encarga del recibo, tratamiento y transporte de la segregación Merey M tanto de PDVSA como de la Empresa 11. Para el manejo de la producción de ésta última se utilizan los tanques 80.001 y 80.002, una vez bajo especificación es bombeada a través de un oleoducto de 24" X 25km, hasta la Estación N.

Ésta última se encarga de la producción de crudo extrapesado, utilizando los tanques 80.003 y 80.004 para el manejo de la producción de la Empresa 11, de aquí simultáneamente se bombea toda la producción al Patio de tanques A, a

través de un oleoducto de 36". A fin de los objetivos del presente trabajo sólo se enfocará el estudio en las estaciones M y N, la cuales transportan segregación Merey M, mientras que el resto de las estaciones en estudio transportan Merey O u diluyente.

- Sala de Bombas.

Para el transporte de los fluidos a destino, el Patio de Tanques A cuenta con cinco salas de bombas (salas A, B, C y dos de diluentes) cada una para un cliente en específico. Para el transporte de segregación Merey hacia los Terminales se cuenta con un paquete de tres bombas Booster y cinco bombas principales configuradas en serie de manera de lograr activar una, dos, tres o cuatro simultáneamente.

La sala A cuenta con tres bombas de 150 MBD cada una y dos de 135MBD para un total de bombeo de 720 MBD, debido a requerimientos eléctricos actualmente no pueden operar simultáneamente las cinco bombas, por ende la máxima capacidad de bombeo de la sala A es de 585 MBD. La sala B cuenta con un paquete de cinco bombas logrando una capacidad de 180 MBD.

Normalmente, la capacidad operativa de bombeo de la segregación Merey 16 es de 670 MBD, dividido en las capacidades individuales de las salas de bombas A (550 MBD) y B (120MBD).

- Líneas de Descarga.

De acuerdo con el lugar de destino de los fluidos, Patio de Tanques A cuenta con una red de líneas (tuberías) para la distribución de las segregaciones Merey o de los diluentes. La red de tuberías de descarga está conformada por: Troncal -51 ($\varnothing=30''$), Línea 26 (antiguo Oriducto, $\varnothing=26''$).

La Troncal - 51 consta de una tubería de 30" de diámetro, con una extensión de 154 km., por la cual circula segregación Merey destinada a los Terminales de Embarque TAEG (Terminal de Almacenamiento y Embarque Guaraguao) y TAEJAA (Terminal de Almacenamiento y Embarque José Antonio Anzoátegui), en su trayectoria atraviesa las estaciones de re-bombeo I y II. La línea 26", es una tubería de 26" de diámetro, la cual está conectada con la estación de re-bombeo II, igual que la Troncal -51 transporta segregación Merey.

Ambas líneas viajan en paralelo, las cuales pueden interconectarse y hacer fluir el volumen transportado por ambas estaciones de re-bombeo antes mencionadas de acuerdo con las necesidades requeridas.

- Sistema de Rebombeo.

La estación de re-bombeo I, esta conformada por cinco bombas principales de las cuales una está fuera de servicio, mientras que la estación de re-bombeo II cuenta con cinco bombas principales de las cuales una está fuera de servicio. Ambas estaciones cuentan con una capacidad de bombeo de 624 MBD.

El Patio de Tanques B, cuenta con dos estaciones de re-bombeo III y IV para el transporte de la producción hasta el Patio de Tanques A, la primera con una capacidad de 531 MBD, mientras que la segunda de 588 MBD.

II.13.1 Estaciones de Descarga.

Con la migración de convenios operativos a Empresas Mixtas, distintos activos quedaron en el haber de dicha Empresa para el manejo de su producción, pero existen tres casos puntuales en donde se maneja el crudo de la Empresa por activos de PDVSA.

- Estación de Descarga B.

Encargada del recibo, manejo y tratamiento de la producción de varias Empresas Mixtas y de PDVSA, actualmente en dicha estación no se realiza tratamiento del crudo.

- Estación Principal M.

Encargada del recibo, manejo y tratamiento de la producción de la Empresa Mixta 11 y de PDVSA, la primera produce alrededor de 26,9 MBD, mientras que la segunda 35,8 MBD.

- Estación Principal N.

Encargada del recibo, manejo y tratamiento de la producción de la Empresa Mixta 11 y de PDVSA, la primera produce alrededor de 4,3 MBD, mientras que la segunda 122,6 MBD.

II.14 Cálculo de Costos.

A fin de conocer el estimado presupuestario para cada Empresa Mixta, se calcularán en base porcentaje ocupacional del crudo de cada una, en relación con la máxima capacidad operativa que debería tener cada uno de los sistemas antes descritos.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

III.1 Tipo y Diseño de la Investigación.

El presente trabajo se realizó a través de un tipo de investigación de campo. Se procedió a la recolección directa de los datos en las áreas operacionales planteadas con el fin de describir la situación actual de los centros operativos.

El diseño de la investigación se basa en una modalidad que incluye la investigación de campo y la documental, para así establecer un proyecto factible que de acuerdo con la Universidad Experimental Pedagógica Libertador (UPEL) consiste en:

“La investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos...” (P.13).

Mientras que la investigación documental de acuerdo con la UPEL consiste en:

“El estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos. La originalidad del estudio se refleja en el enfoque, criterios, conceptualizaciones, reflexiones, conclusiones, recomendaciones y, en general, en el pensamiento del autor.”(P.12).

III.2 Selección del Área de Estudio.

Actualmente los esfuerzos de producción de petróleo en el país principalmente se centran en las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, siendo estas las más grandes de Venezuela. Los planes futuros de producción de hidrocarburos se basan en el aumento progresivo de la extracción de dichas reservas, por ello la incorporación de nuevas empresas y nuevos esfuerzos a fin de cumplir con los planes previstos.

Debido a la importancia de la Faja Petrolífera del Orinoco para el país, es necesario contar en todo momento con las instalaciones adecuadas para el manejo, transporte y tratamiento de crudo, considerando en todo momento los aumentos previstos en la producción tanto de PDVSA como de las empresas involucradas.

Dentro de las instalaciones necesarias para el manejo de crudo se tomó especial énfasis en el patio de tanques, el cual recibe y fiscaliza la producción para después bombearla a destino final. El Patio de Tanques A (PTA), es el principal involucrado debido a que éste recibe la producción de la mayoría de las empresas mixtas comprendidas en el estudio, por ello se tomó como muestra en el presente trabajo.

III.2.1 Población y Muestra.

Se considera como población los dos Patios de Tanques que abarcan el alcance del presente trabajo especial de grado. La muestra consistió en el estudio de ambos Patios de Tanques.

III.3 Esquema Metodológico.

A fin de cumplir con los objetivos previstos se siguió una dinámica de trabajo la cual estuvo constituida inicialmente por una revisión bibliográfica, a fin de conocer como están estructurados los centros de almacenamiento y transporte de crudo y otros aspectos importantes para el desarrollo del trabajo.

Posteriormente mediante una visita técnica realizada se investigó el estado operativo actual de la población además de conocer el esquema de manejo del

crudo. También se procedió con el levantamiento de información concerniente a las Empresas Mixtas que fluyen al centro de almacenamiento, entre otros aspectos importantes para la realización del esquema de manejo de la producción de crudo de manera individual por cada empresa. Ya conocido dicho esquema de producción se calculó el presupuesto tarifario, dependiendo de cada una de las instalaciones de superficie utilizadas, y los costos asociados al manejo, transporte y tratamiento de la producción, con base en eso se comparó con las tarifas actualmente presupuestadas y se elaboró una propuesta a fin de homologar dicho presupuesto.

A continuación se describirá de manera detallada cada una de los pasos a seguir y el fin que se alcanzó con cada uno de ellos.

III.3.1 Recopilación de la Información.

Se consultó información que permitió entender y conocer de manera general, la información correspondiente a la operatividad de los Centros de Almacenamiento, Sistemas de Transporte de crudo, además de revisar la participación de Empresas Mixtas en el área de estudio.

Se utilizó información de fuentes primarias que de acuerdo con Sampieri (2006) se define como aquella que:

“... proporciona datos de primera mano, pues se trata de documentos que contienen los resultados de los estudios correspondientes...” (P.66)

Esta información abarcó normas, especificaciones y procesos realizados en los centros y sistemas de interés, conjuntamente con la verificación de planes de mantenimiento e inversión actuales y programados.

III.3.2 Descripción de los Centros Operativos.

Por observación directa de los centros operativos y a través del uso de formatos o formularios estandarizados se llevó a cabo la recolección de datos de interés durante la visita técnica al centro operacional, allí se recogió la información requerida.

Principalmente el recorrido de la visita se basó en la verificación u observación del estado actual del Patio de Tanques A, oleoductos que entran y salen de él, haciendo énfasis en las Empresas Mixtas que fluyen a dicho centro, revisando el estado actual de los tres sistemas (Bombeo, Transporte y Almacenamiento).

De igual manera se procedió a observar el estado de los distintos equipos de fiscalización utilizados en las estaciones de descarga, entre otros aspectos que conforman al centro operativo.

III.3.2.1 Sistema de Bombeo.

De este sistema se verificaron las instalaciones de bombeo involucradas para así determinar en cada una:

- Cantidad y tipos de bombas.
- Capacidad de bombeo nominal.
- Capacidad de bombeo actual.
- Plan de mantenimiento e inversión programada.
- Últimos mantenimientos realizados.

Esta información se recogió a través de la tabla **3.1**, la cual aportará la base de la propuesta de una mejora al sistema de bombeo de acuerdo con el plan de producción a 2013-2030.

Estación de Bombeo	Cantidad	Tipos	Cap Bombeo Nominal	Cap Bombeo Actual	Mantenimientos Realizados en 3 años	Inversiones Programadas.
Sala A						
Sala B						

Sala Diluyente						
Sala Diluyente						

Tabla 3.1 Planilla de Control del Sistema de Bombeo.

III.3.2.2 Sistema de Transporte.

En esta sección se estudiaron los oleoductos de interés para el trabajo de grado, los cuales son aquellos que conectan la producción de las Empresas Mixtas con PTA o con cualquier estación intermedia perteneciente a PDVSA, y desde allí al terminal de embarque o refinería, a estos se les verificó:

- Esquema operativo.
- Ubicación.
- Dimensionamiento.
- Capacidad y estado operativo actual de cada uno.
- Plan de mantenimiento e inversión programada.
- Operador.

Al igual que el punto anterior (**Sistema de Bombeo**) esta información fue recolectada mediante las **Tablas 3.2 y 3.3**, para verificar principalmente el estado actual y dimensionamiento de las tuberías.

Tabla 3.2 Planilla de Control I del Sistema de Transporte.

Nombre	Operador	Desde	Hasta	Longitud	Diámetro	Capacidad Nominal	Capacidad Actual
A							
B							
C							

D							
E							

Tabla 3.3 Planilla de Control II del Sistema de Transporte.

Nombre	Mantenimientos Programados	Inversiones Programadas
A		
B		
C		
D		
E		

III.3.2.3 Sistema de Almacenamiento.

En esta sección se midieron parámetros como:

- Capacidad nominal.
- Capacidad operativa.
- Sistema de Fiscalización (y/o medición).
- Plan de mantenimiento e inversión programada.
- Esquema general del centro operativo.
- Especificaciones de crudo.

Se procedió a levantar información necesaria a través del uso de la **tabla 3.4** para el conocimiento del estado operativo actual del sistema de almacenamiento de los centros de almacenamiento que conforman la población, para así precisar acciones necesarias en el plan de mantenimiento, con el fin de tener en operación conjunta los tres sistemas anteriormente descritos, de manera que sean capaces de manejar eficientemente la producción de hidrocarburo en el plan de negocios 2013-2030.

Tabla 3.4 Planilla de Control del Sistema de Almacenamiento.

Tanque	Capacidad Nominal	Capacidad Actual	Sistema de Fiscalización	Mantenimientos Programados	Inversiones Programadas
A					
B					
C					
D					
E					

III.3.3 Diagnóstico del Estado Operativo.

Ya conocida toda la infraestructura y equipos que conforman los Centros de Almacenamientos y Sistemas de Transporte, se procedió a determinar su estado operativo actual, tomando en cuenta aspectos investigados durante la visita realizada, de manera de conocer el volumen real que maneja el centro operativo.

Conocer la situación operativa actual, sirvió como soporte para el planteamiento de la propuesta de mantenimiento e inversión, de manera de contar con un centro operativo en óptimas condiciones teniendo en cuenta los progresivos aumentos en la producción petrolera.

III.3.4 Análisis de resultados.

En esta sección se demostró la importancia de la información recolectada y validada anteriormente. Primero, describir el estado actual del centro operativo para así conocer las necesidades primordiales que se deberán atacar en el plan de mantenimiento, de manera de contar en todo momento con infraestructura de superficie capaz de manejar, transportar y tratar para alcanzar las especificaciones de calidad requeridas por el crudo producido. Para ello se requiriere de desembolsos de capital que permitan efectuar dicho plan, en tal sentido se procedió a la homologación del presupuesto tarifario de manera individual de cada una de las Empresas Mixtas en estudio.

III.3.5 Elaboración de la Propuesta.

La propuesta se basó en el cálculo de ajustes en el presupuesto tarifario, de manera que reflejen realmente los costos para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento de la producción de hidrocarburo de las Empresas Mixtas involucradas en el estudio en el período 2013-2030.

III.3.6 Elaboración de Conclusiones e Informe Final.

Una vez elaborada la propuesta basada en todo el estudio realizado, se procedió a determinar la viabilidad de los ajustes propuestos, para su posterior presentación ante las gerencias encargadas de dichos proyectos, con el fin de discutir la posible aplicación. Una vez establecidas las conclusiones se procedió a la elaboración del Trabajo Especial de Grado con cada una de sus estructuras que lo conforman.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez conocido el estado operativo actual de cada uno de los sistemas que componen el centro operativo, se procedió a calcular cuanto debería ser el desembolso de capital de cada una de las Empresas Mixtas con base a los costos asociados por el manejo, transporte y tratamiento de crudo a fin de cubrir todos los gastos ocasionados. Para ello se comenzó con el estudio del esquema operacional de manejo de crudo de las Empresas Mixtas.

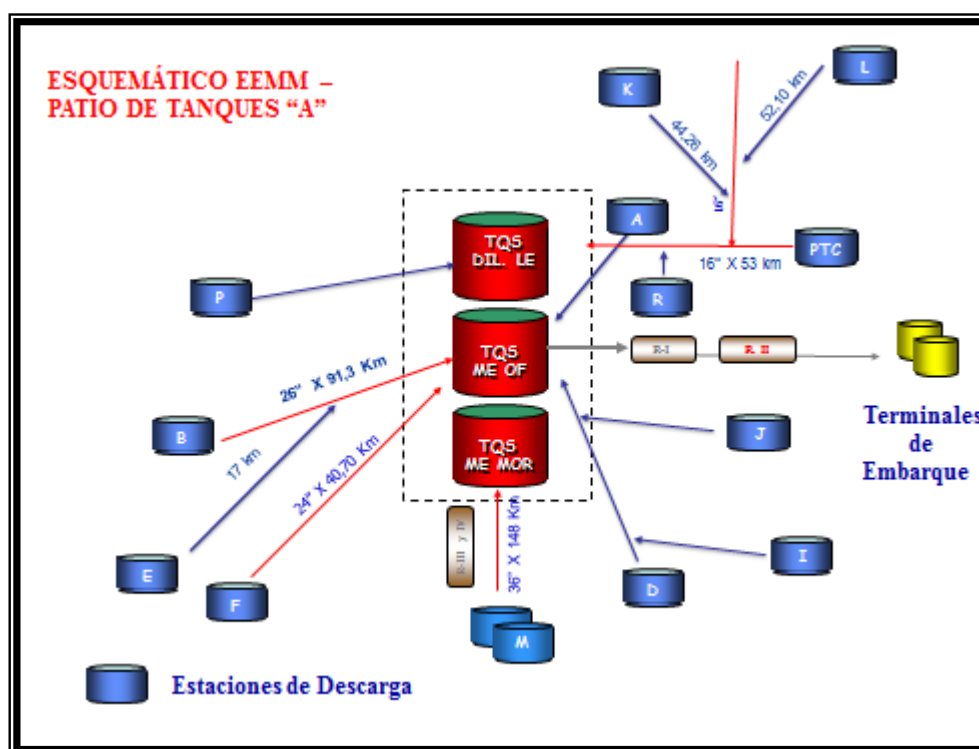
IV.1 Esquema Operacional de las Empresas Mixtas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

La **figura 4.1**, refleja el esquema de manejo de crudo de cada Empresa Mixta, destacando las estaciones de descargas y los oleoductos utilizados. En color rojo se muestra la infraestructura de la cual PDVSA es responsable de su mantenimiento, mientras en color azul aquella cuya responsabilidad pertenece a la Empresa Mixta.

Tabla 4.1 Identificación de las Estaciones de Descarga utilizada por las Empresas Mixtas.

Empresa Mixta	Estación
1	A
2	B
3	D
4	E
	F
5	D
6	D
7	D
	J
8	C
9	K
	L
10	M
11	B
	P
	R

Figura 4.1 Esquema Operacional para el Manejo y Transporte del Crudo de las Empresas Mixtas (EEMM) – Patio de Tanques “A”.



La producción de las Empresas Mixtas 2, 3, 4 (uno de sus campos), 11 (uno de sus campos) y PDVSA se maneja en la estación de descarga B y es bombeada al Patio de Tanques A, a través del oleoducto de 26”, cuyo mantenimiento es

responsabilidad de PDVSA, pero los pagos a efectuarse por estas labores serán responsabilidad de las Empresas involucradas y de PDVSA de acuerdo con el porcentaje de ocupación de dicho oleoducto, esto regirá todos aquellos oleoductos dentro del estudio en que PDVSA sea responsable.

La estación de descarga E, maneja la producción de un campo perteneciente a la Empresa 4. El crudo es transportado al Patio de Tanques A, a través de un oleoducto que se conecta al de 26". La responsabilidad del mantenimiento de éste último oleoducto es de PDVSA.

El crudo producido por la Empresa Mixta 4 (uno de sus campos), se maneja en la estación de descarga F, y es bombeado al Patio de Tanques mediante el oleoducto de 24", el cual transporta la producción tanto de la Empresa como de PDVSA. En tal sentido este último es el responsable del mantenimiento del oleoducto, y los pagos a efectuarse por dicha actividad serán responsabilidad de ambos.

De la estación M se bombea al Patio de Tanques A la producción de la Empresa Mixta 10 y la de PDVSA, a través del oleoducto de 36", del cual este último es responsable de las labores de mantenimiento, teniendo en cuenta que los pagos a efectuarse por dichas labores serán responsabilidad de ambos.

La producción de las Empresas Mixtas 5, 6 y 7 (cuatro de sus campos) se maneja en la estación de descarga D y es bombeada al Patio de Tanques A a través del oleoducto de 12", del cual es responsable del mantenimiento la Empresa Mixta 7. Las estaciones de descarga I y J, pertenecientes a las Empresas Mixtas 7 (dos de sus campos) y 8 respectivamente conectan su producción también con el oleoducto de 12" para el transporte de la misma. Vale destacar que por dicho oleoducto no fluye producción de PDVSA, por ende no entra dentro del estudio de los costos por mantenimiento.

Mediante el oleoducto de 16" fluye la producción de las Empresa Mixta 9 a través de las estaciones de descarga K y L, y de la Empresa 11 (uno de sus campos) mediante la estación de descarga R y de PDVSA. La responsabilidad del mantenimiento del oleoducto corresponde a PDVSA y los pagos a efectuarse por dicha actividad corresponden tanto a las dos Empresas Mixtas anteriormente mencionadas como a PDVSA.

De acuerdo con el Esquema Operacional en estudio, se dividirá en tres componentes principales: Estaciones de descarga, oleoductos y centro de almacenamiento a fin de determinar el porcentaje ocupacional de cada empresa.

IV.1.2 Oleoductos.

Los oleoductos de interés son todos aquellos donde PDVSA es responsable del pago del mantenimiento de los mismos, en este sentido se determinó el porcentaje ocupacional del oleoducto utilizado por cada empresa para transportar su producción, todo ello para conocer cuánto es el costo asociado al mantenimiento que le corresponde a cada empresa.

Tabla4. 2 Porcentaje Ocupacional de Oleoductos por parte de las Empresas Mixtas.

Porcentaje Ocupacional de Oleoductos en base a su Capacidad			
Oleoducto	Cap (bbl/d)	% Ocup EEMM	EEMM
26" x 90,5 km	220.000	9,55	2
		0,45	3
		1,50	4
		0,32	11
16" x 53 km	84.000	3,21	9
		0,12	11
24" x 18,9 km	188.000	1,38	4
36" x 148 km	420.000	7,43	10
30" x 154 km	300.000	13,07	1
		7,00	2
		10,40	10
		0,30	5
		0,50	8
		0,90	9
		0,70	6
		0,33	3
		1,97	4
		1,93	7
		0,47	11

La **Tabla 4.2**, muestra el porcentaje de ocupación de cada una de las Empresas Mixtas de los respectivos oleoductos que estas utilizan, para ello se calculó a partir de la producción promedio de cada una de dichas Empresas para el año 2011, con respecto a la capacidad operacional de cada oleoducto.

IV.1.3 Centro de Almacenamiento.

Con base en la capacidad operacional actual de la infraestructura en el Patio de Tanques A, se determinó el porcentaje ocupacional de manera individual de la producción de cada empresa mixta.

Las **Tablas 4.3, 4.4 y 4.5** muestran de igual forma que la **Tabla 4.2** el porcentaje de ocupación de cada una de las Empresas Mixtas, pero esta vez reflejan los componentes: Almacenamiento, bombeo en Patio de Tanques A y re – bombeos.

IV.1.3.1 Almacenamiento.

Tabla 4.3 Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de Tanques de Almacenamiento para las Segregaciones Merey 16 y Diluyente.

Porcentaje Ocupacional de Tanques de Almacenamiento Merey 16 y Diluente en base a su Capacidad			
Segregación	Cap (bbl)	%Ocup EEMM	EEMM
Merey O	216.864	18,08	1
		9,68	2
		1,52	4
		0,46	3
		0,32	11
Diluente	277.624	0,32	6
		0,54	8
		0,97	9
		0,76	5
		1,73	7
		0,94	4
		0,25	11
Merey M	113.112	27,58	10

IV.1.3.2 Bombeo

Tabla 4.4 Porcentaje Ocupacional de Bombas para Transporte de Crudo por parte de las Empresas Mixtas.

Porcentaje Ocupacional de Bombas para el Transporte de Merey 16 en PTO en base a su Capacidad		
Cap (bbl/D)	% Ocup EEMM	EEMM
756.000	5,19	1
	2,78	2
	0,78	4
	0,13	3
	0,19	11
	0,12	5
	0,20	8
	0,36	9
	0,28	6
	0,77	7
	4,13	10

IV.1.4 Sistema de Re-bombeo

Tabla 4.5 Porcentaje Ocupacional por parte de las Empresas Mixtas de las Estaciones de Re-bombeo para Transporte de Merey 16.

Porcentaje Ocupacional de Sistemas de Re-bombeo para el Transporte de Merey 16 en base a su Capacidad			
Estación	Cap (bbl/d)	%Ocup EEMM	EEMM
REB I	624000	6,28	1
		3,37	2
		0,95	4
		0,16	3
		0,22	11
		0,14	5
		0,24	8
		0,43	9
		0,34	6
		0,93	7
		5,00	10
REB II	624000	6,28	1
		3,37	2
		0,95	4
		0,16	3
		0,22	11
		0,00	5
		0,24	8
		0,43	9
		0,34	6
		0,93	7
		5,00	10
REB III	581000	5,37	10
REB IV	531000	5,88	10

IV.2 Plan de Mantenimiento.

Las actividades diarias en el Patio de Tanques A trae consigo un deterioro natural de cada uno de los componentes de los equipos que conforman dicha instalación, es por ello que una buena política de mantenimiento preventivo es necesaria para prolongar la duración de cada uno de los sistemas que componen el Patio de Tanques.

A fin de determinar económicamente, la participación de las Empresas Mixtas en estos planes, se elaboró un plan preventivo anual, con su costo asociado el cual permitió determinar los gastos mínimos correspondientes a mantenimiento.

Vale destacar que anualmente se deberán discutir los desembolsos asociados en caso que sea necesario recurrir a mantenimientos mayores, cuya frecuencia puede variar entre dos y cuatro años, además que se estimarán los costos por mantenimiento con base en las horas hombres determinadas para cada actividad,

esto representa aproximadamente un 30% del costo total de actividades y materiales necesarios para el mantenimiento, conocido dicho valor se extrapolará hasta el 100%.

IV.2.1 Plan Mantenimiento Preventivo.

Para cada uno de los sistemas que componen el Centro de Almacenamiento, existen un conjunto de actividades planificadas que componen el mantenimiento preventivo, los costos generados por mano de obra van asociados a una tarifa, la cual se estima a través de un estudio de costo que involucra procesos licitatorios entre otros aspectos. Dicha tarifa se utiliza para la estimación de su costo en Bs de acuerdo con la cantidad de horas hombres requeridas para cierta actividad. Para este estudio se utilizará la tarifa de 333,56 Bs/ Hr; la cual se calcula teniendo en cuenta análisis de costo de cada proyecto, tipo de contratación, cantidad de personal disponible para el proyecto.

I.V.2.1.1 Costo por Sistema Asociado al Mantenimiento Preventivo en el Centro de Almacenamiento (PTA).

De acuerdo con los mantenimientos mínimos a realizarse anualmente en el Centro de Almacenamiento, **las Tablas 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9** muestran las actividades y sus costos asociados para cada uno de los sistemas que conforman el Centro.

- Sistema de Almacenamiento.

Tabla 4.6 Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Segregación Merex O para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRES TANQUES DE 90 MBLs PARA ALMACENAMIENTO DE SEGREGACIÓN MEREY O										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpiezas de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	3	90	4	16	64	192	64.043,52
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	3	180	2	12	24	72	24.016,32
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	3	90	4	360	1440	4320	1.440.979,20
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	3	90	4	10	40	120	40.027,20
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	3	180	2	4	8	24	8.005,44
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	3	180	2	4	8	24	8.005,44
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	168	5	3	365	1	840	840	2520	840.571,20
Limpieza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	3	180	2	12	24	72	24.016,32
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	3	7	52	4	208	624	208.141,44
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o aperadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	3	90	4	4	16	48	16.010,88
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	3	90	4	4	16	48	16.010,88
Ajuste de uniones roscadas y/o aperadas	Nivel 2	3	5	3	90	4	15	60	180	60.040,80
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	3	90	4	6	24	72	24.016,32
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	3	90	4	6	24	72	24.016,32
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	3	7	52	4	208	624	208.141,44
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	3	180	2	24	48	144	48.032,64
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	3	180	2	12	24	72	24.016,32
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	3	365	1	40	40	120	40.027,20
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	3	365	1	6	6	18	6.004,08
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	3	180	2	6	12	36	12.008,16
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	3	180	2	6	12	36	12.008,16
Calibración de lectores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	3	180	2	6	12	36	12.008,16
									Total Bs	3.160.147,44
									Total \$	734.918,01

**Tabla 4.7 Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Segregación
Merem M para el año 2011.**

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE DOS TANQUES DE 150 MBL PARA ALMACENAMIENTO DE SEGREGACIÓN MEREM M										
Descripción de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duración (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpieza de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	2	90	4	16	64	128	42.695,68
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	2	180	2	12	24	48	16.010,88
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	2	90	4	360	1440	2880	960.652,80
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	2	90	4	10	40	80	26.684,80
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	2	180	2	4	8	16	5.336,96
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	2	180	2	4	8	16	5.336,96
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	168	5	2	365	1	840	840	1680	560.380,80
Limpieza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	2	180	2	12	24	48	16.010,88
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	2	7	52	4	208	416	138.760,96
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o aperadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	2	90	4	4	16	32	10.673,92
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	2	90	4	4	16	32	10.673,92
Ajuste de uniones roscadas y/o aperadas	Nivel 2	3	5	2	90	4	15	60	120	40.027,20
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	2	90	4	6	24	48	16.010,88
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	2	90	4	6	24	48	16.010,88
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	2	7	52	4	208	416	138.760,96
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	2	180	2	24	48	96	32.021,76
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	2	180	2	12	24	48	16.010,88
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	2	365	1	40	40	80	26.684,80
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	2	365	1	6	6	12	4.002,72
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	2	180	2	6	12	24	8.005,44
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	2	180	2	6	12	24	8.005,44
Calibración de lectores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	2	180	2	6	12	24	8.005,44
									Total Bs	2.106.764,96
									Total \$	489.945,34

Tabla 4.8 Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Diluyente para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE CUATRO TANQUES DE 96 MBLs PARA ALMACENAMIENTO DE DILUYENTE										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpiezas de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	4	90	4	16	64	256	85.391,36
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	4	90	4	360	1440	5760	1.921.305,60
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	4	90	4	10	40	160	53.369,60
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	168	5	4	365	1	840	840	3360	1.120.761,60
Limpieza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o aperadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Ajuste de uniones roscadas y/o aperadas	Nivel 2	3	5	4	90	4	15	60	240	80.054,40
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	4	180	2	24	48	192	64.043,52
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	4	365	1	40	40	160	53.369,60
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	8	5	4	180	2	40	80	320	106.739,20
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	4	365	1	6	6	24	8.005,44
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración de lectores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
									Total Bs	4.320.269,12
									Total \$	1.004.713,75

**Tabla 4.9 Mantenimiento Preventivo de Tanques para Almacenamiento de Mery M del
Patio de Tanques B, para el año 2011.**

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE CUATRO TANQUES DE 80 MBS PARA ALMACENAMIENTO DE SEGREGACIÓN MERY M										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpiezas de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	4	90	4	16	64	256	85.391,36
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	4	90	4	360	1440	5760	1.921.305,60
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	4	90	4	10	40	160	53.369,60
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	168	5	4	365	1	840	840	3360	1.120.761,60
Limpieza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o apernadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Ajuste de uniones roscadas y/o apernadas	Nivel 2	3	5	4	90	4	15	60	240	80.054,40
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	2	180	2	24	48	96	32.021,76
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	4	365	1	40	40	160	53.369,60
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	4	365	1	6	6	24	8.005,44
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración de lectores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
									Total Bs	4.181.508,16
									Total \$	972.443,76

Sistema de Bombeo.

Tabla 4.10 Mantenimiento Preventivo General de Bombas Booster para Transporte y Distribución de Crudo Merey, para el año 2011.

MANTENIMIENTO DE BOMBAS BOOSTER MEREY										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
INSPECCION VISUAL PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDOS, FUGAS, NIVELES)	NIVEL 1	1	1	3	1	365	1	365	1095	365.248,20
INSPECCION VISUAL DE CONDICIONES DE INSTRUMENTACION (TRANSMISORES E INTERRUPTORES)	NIVEL 1	1	1	3	1	365	1	365	1095	365.248,20
REGISTRO DE PARAMETROS OPERACIONALES	NIVEL 1	1	1	3	7	52	1	52	156	52.035,36
REACONDICIONAMIENTO DE AVISOS	NIVEL 1	1	2	3	90	4	2	8	24	8.005,44
LIMPIEZA DEL EQUIPO Y AREAS ADYACENTES	NIVEL 2	2	3	3	30	12	6	72	216	72.048,96
ENGRASE DE MOTOR Y BOMBA	NIVEL 2	1	2	3	30	12	2	24	72	24.016,32
LIMPIEZA DE SISTEMA DE LUBRICACION DEL PLAN API DE SELLOS MECANICOS	NIVEL 2	3	2	3	60	6	6	36	108	36.024,48
INSPECCION VISUAL REVISIÓN DEL ACOPLE	NIVEL 2	1	1	3	90	4	1	4	12	4.002,72
REEMPLAZO DE ACEITE LUBRICANTE MOTOR - BOMBA	NIVEL 2	3	3	3	90	4	9	36	108	36.024,48
LIMPIEZA DE FILTROS DE SUCCION	NIVEL 2	5	3	3	180	2	15	30	90	30.020,40
REV. DE APRIETE EN BASE DE BOMBA / TORNILLERIA DE ACOPLE / CONEXIONES EN GENERAL	NIVEL 2	5	3	3	180	2	15	30	90	30.020,40
MANOMETROS CALIBRACION AJUSTE / LIMPIEZA EXTERNA.	NIVEL 2	2	2	3	60	6	4	24	72	24.016,32
TRANSMISORES E INTERRUPTORES AJUSTE DE CONEXIONES / PRUEBA DE LAZO DE COMUNICACIÓN / REV. DE CALIBRACION Y AJUSTE	NIVEL 2	2	2	3	90	4	4	16	48	16.010,88
ACTUADORES ELECTRICOS DE VALVULAS AJUSTE DE CONEXIONES / LIMPIEZA INTERNA / REEM PLAZO DE BATERIAS / REEMPLAZO DE SELLOS Y LUBRICANTE	NIVEL 2	4	2	3	90	4	8	32	96	32.021,76
LIMPIEZA DE FILTROS DE MOTOR / SISTEMA DE VENTILACION	NIVEL 2	6	2	3	90	4	12	48	144	48.032,64
REAPRIETE Y LIMPIEZA DE CONEXIONES DEL MOTOR	NIVEL 2	6	2	3	180	2	12	24	72	24.016,32
ENGRASE DE VALVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA	NIVEL 2	4	2	3	60	6	8	48	144	48.032,64
INSPECCION / REEMPLAZO DE SELLO MECANICO	NIVEL 4	8	3	3	365	1	24	24	72	24.016,32
INSPECCION / REEMPLAZO DE CHAVETAS DE E-JES ACOPLE	NIVEL 4	8	3	3	365	1	24	24	72	24.016,32
PINTURA DEL CONJUNTO MOTOR BOMBA	NIVEL 4	8	2	3	365	1	16	16	48	16.010,88
REEMPLAZO DE ESTOPERAS Y TUERCA DE ARRASTRE DE VALVULAS	NIVEL 4	8	3	3	365	1	24	24	72	24.016,32
										Total Bs 1.302.885,36
										Total \$ 302.996,60

Tabla 4.11 Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales para Transporte y Distribución de Crudo Merey, para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DE CINCO BOMBAS PRINCIPALES PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO MEREY										
Descripción de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duración (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
INSPECCION VISUAL PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDOS, FUGAS, NIVELES)	NIVEL 1	1	1	5	1	365	1	365	1825	608.747,00
INSPECCION VISUAL DE CONDICIONES DE INSTRUMENTACION (TRANSMISORES E INTERRUPTORES)	NIVEL 1	1	1	5	1	365	1	365	1825	608.747,00
REGISTRO DE PARAMETROS OPERACIONALES	NIVEL 1	1	1	5	7	52	1	52	260	86.725,60
REACONDICIONAMIENTO DE AVISOS	NIVEL 1	1	2	5	90	4	2	8	40	13.342,40
LIMPIEZA DEL EQUIPO Y AREAS ADYACENTES	NIVEL 2	4	2	5	30	12	8	96	480	160.108,80
LIMPIEZA DE FILTROS DE SUCCION	NIVEL 2	8	4	5	60	6	32	192	960	320.217,60
LIMPIEZA DE SISTEMA DE LUBRICACION DEL PLAN API DE SELLOS MECANICOS	NIVEL 2	4	2	5	90	4	8	32	160	53.369,60
INSPECCION VISUAL REVISIÓN DEL ACOPLA	NIVEL 2	1	1	5	90	4	1	4	20	6.671,20
REEMPLAZO DE ACEITE LUBRICANTE MOTOR-BOMBA	NIVEL 2	3	2	5	180	2	6	12	60	20.013,60
REV. DE APRIETE EN BASE DE BOMBA / TORNILLERIA DE ACOPLA / CONEXIONES EN GENERAL	NIVEL 2	4	2	5	180	2	8	16	80	26.684,80
REEMPLAZO DE FILTROS DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN	NIVEL 2	1	2	5	180	2	2	4	20	6.671,20
MANOMETROS	NIVEL 2	2	2	5	60	6	4	24	120	40.027,20
CALIBRACION AJUSTE / LIMPIEZA EXTERNA TRANSMISORES E INTERRUPTORES	NIVEL 2	3	2	5	90	4	6	24	120	40.027,20
AJUSTE DE CONEXIONES / PRUEBA DE LAZO DE COMUNICACIÓN / REV. DE CALIBRACION Y AJUSTE	NIVEL 2	3	2	5	90	4	6	24	120	40.027,20
ACTUADORES ELECTRICOS DE VALVULAS AJUSTE DE CONEXIONES / LIMPIEZA INTERNA / REEM PLAZO DE BATERIAS / REEMPLAZO DE SELLOS Y LUBRICANTE	NIVEL 2	6	2	5	90	4	12	48	240	80.054,40
LIMPIEZA DE FILTROS DE MOTOR / SISTEMA DE VENTILACION	NIVEL 2	6	2	5	90	4	12	48	240	80.054,40
REAPRIETE Y LIMPIEZA DE CONEXIONES DEL MOTOR	NIVEL 2	6	2	5	180	2	12	24	120	40.027,20
ENGRASE DE VALVULAS DE SUCCIÓN Y DESCARGA	NIVEL 2	3	2	5	60	6	6	36	180	60.040,80
REEMPLAZO DE SELLO MECANICO	NIVEL 4	8	4	5	365	1	32	32	160	53.369,60
INSPECCION / REEMPLAZO DE CHAVETAS DE EJES ACOPLA	NIVEL 4	4	2	5	365	1	8	8	40	13.342,40
PINTURA DEL CONJUNTO MOTOR BOMBA	NIVEL 4	8	2	5	365	1	16	16	80	26.684,80
REEMPLAZO DE ESTOPERAS Y TUERCA DE ARRASTRE DE VALVULAS	NIVEL 4	8	4	5	365	1	32	32	160	53.369,60
									Total Bs	2.398.296,40
									Total \$	557.743,35

En las **Tablas 4.10 y 4.11** se observan los costos asociados al mantenimiento preventivo general efectuado a las bombas Booster y Principales utilizadas para el transporte del crudo Merey a los Terminales de Embarque.

IV.2.1.2 Costo por Actividad Asociado al Mantenimiento Preventivo en las Estaciones de Re – Bombeo.

- Estaciones Reb – III y Reb - IV.

Estaciones III y IV, componen parte del sistema de bombeo necesario para transferir el crudo Merey M, de la estación M hasta el Patio de Tanques A. **Las Tablas 4.12 y 4.13**, reflejan las actividades y sus costos asociados de acuerdo con el mantenimiento preventivo anual para cada una de dichas estaciones.

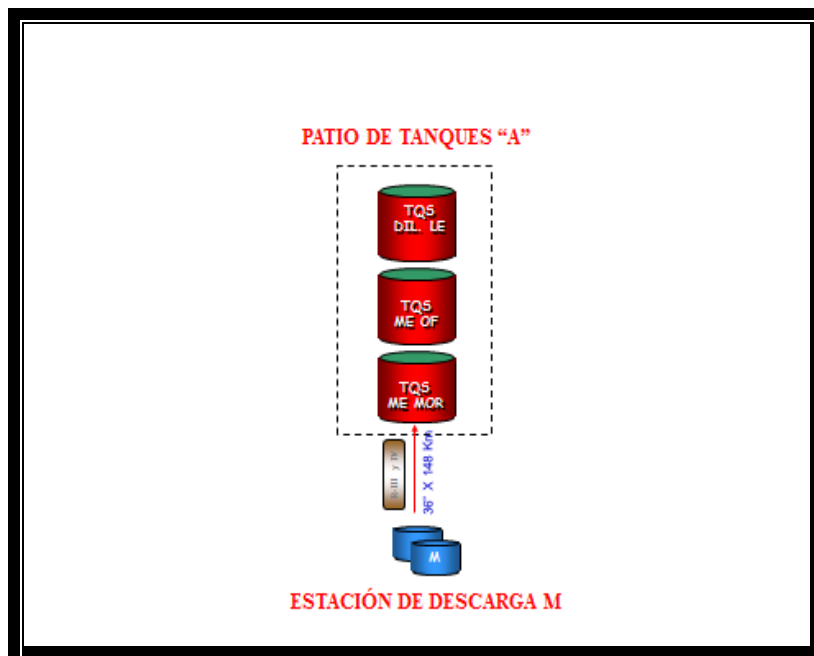


Figura 4.2 Esquema de Manejo de Crudo Merey M desde la Estación de Descarga M hasta PTA.

En la **figura 4.2**, se muestra el esquema de manejo, y las estaciones de re-bombeo utilizadas para la transferencia de crudo Merey M hasta el Patio de Tanques A.

Tabla 4.12 Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb III para el Transporte y Distribución de Crudo Meroy M, para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DE BOMBAS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN REB-III PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO MEREY M										
Descripción de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duración (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
INSPECCION VISUAL PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDOS, FUGAS, NIVELES)	NIVEL 1	1	1	10	1	365	1	365	3650	1.224.940,00
INSPECCION VISUAL DE CONDICIONES DE INSTRUMENTACION (TRANSMISORES E INTERRUPTORES)	NIVEL 1	1	1	10	1	365	1	365	3650	1.224.940,00
REGISTRO DE PARAMETROS OPERACIONALES	NIVEL 1	1	1	10	7	52	1	52	520	174.512,00
REACONDICIONAMIENTO DE AVISOS	NIVEL 1	1	2	10	90	4	2	8	80	26.848,00
LIMPIEZA DEL EQUIPO Y AREAS ADYACENTES	NIVEL 2	4	2	10	30	12	8	96	960	322.176,00
LIMPIEZA DE FILTROS DE SUCCION	NIVEL 2	8	4	10	60	6	32	192	1920	644.352,00
LIMPIEZA DE SISTEMA DE LUBRICACION DEL PLAN API DE SELLOS MECANICOS	NIVEL 2	4	2	10	90	4	8	32	320	107.392,00
INSPECCION VISUAL REVISION DEL ACOUPLE	NIVEL 2	1	1	10	90	4	1	4	40	13.424,00
REEMPLAZO DE ACEITE LUBRICANTE MOTOR -BOMBA	NIVEL 2	3	2	10	180	2	6	12	120	40.272,00
REV. DE APRIETE EN BASE DE BOMBA / TORNILLERIA DE ACOUPLE / CONEXIONES EN GENERAL	NIVEL 2	4	2	10	180	2	8	16	160	53.696,00
REEMPLAZO DE FILTROS DEL SISTEMA DE LUBRICACION	NIVEL 2	1	2	10	180	2	2	4	40	13.424,00
MANOMETROS CALIBRACION AJUSTE / LIMPIEZA EXTERNA.	NIVEL 2	2	2	10	60	6	4	24	240	80.544,00
TRANSMISORES E INTERRUPTORES AJUSTE DE CONEXIONES / PRUEBA DE LAZO DE COMUNICACION / REV. DE CALIBRACION Y AJUSTE	NIVEL 2	3	2	10	90	4	6	24	240	80.544,00
ACTUADORES ELECTRICOS DE VALVULAS AJUSTE DE CONEXIONES / LIMPIEZA INTERNA / REEM PLAZO DE BATERIAS / REEMPLAZO DE SELLOS Y LUBRICANTE	NIVEL 2	6	2	10	90	4	12	48	480	161.088,00
LIMPIEZA DE FILTROS DE MOTOR / SISTEMA DE VENTILACION	NIVEL 2	6	2	10	90	4	12	48	480	161.088,00
REAPRIETE Y LIMPIEZA DE CONEXIONES DEL MOTOR	NIVEL 2	6	2	10	180	2	12	24	240	80.544,00
ENGRASE DE VALVULAS DE SUCCION Y DESCARGA	NIVEL 2	3	2	10	60	6	6	36	360	120.816,00
REEMPLAZO DE SELLO MECANICO	NIVEL 4	8	4	10	365	1	32	32	320	107.392,00
INSPECCION / REEMPLAZO DE CHAVETAS DE EJES ACOUPLE	NIVEL 4	4	2	10	365	1	8	8	80	26.848,00
PINTURA DEL CONJUNTO MOTOR BOMBA	NIVEL 4	8	2	10	365	1	16	16	160	53.696,00
REEMPLAZO DE ESTOPELAS Y TUERCA DE ARRASTRE DE VALVULAS	NIVEL 4	8	4	10	365	1	32	32	320	107.392,00
										Total Bs 4.825.928,00
										Total \$ 1.122.308,84

Tabla 4.13 Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación Reb - IV para el Transporte y Distribución de Crudo Merrey M, para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DE BOMBAS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN REB - IV PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO MERREY M										
Descripción de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duración (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nº de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
INSPECCION VISUAL PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDOS, FUGAS, NIVELES)	NIVEL 1	1	1	8	1	365	1	365	2920	979.952,00
INSPECCION VISUAL DE CONDICIONES DE INSTRUMENTACION (TRANSMISORES E INTERRUPTORES)	NIVEL 1	1	1	8	1	365	1	365	2920	979.952,00
REGISTRO DE PARAMETROS OPERACIONALES	NIVEL 1	1	1	8	7	52	1	52	416	139.609,60
REACONDICIONAMIENTO DE AVISOS	NIVEL 1	1	2	8	90	4	2	8	64	21.478,40
LIMPIEZA DEL EQUIPO Y AREAS ADYACENTES	NIVEL 2	4	2	8	30	12	8	96	768	257.740,80
LIMPIEZA DE FILTROS DE SUCCION	NIVEL 2	8	4	8	60	6	32	192	1536	515.481,60
LIMPIEZA DE SISTEMA DE LUBRICACION DEL PLAN API DE SELLOS MECANICOS	NIVEL 2	4	2	8	90	4	8	32	256	85.913,60
INSPECCION VISUAL REVISIÓN DEL ACOUPLE	NIVEL 2	1	1	8	90	4	1	4	32	10.739,20
REEMPLAZO DE ACEITE LUBRICANTE MOTOR -BOMBA	NIVEL 2	3	2	8	180	2	6	12	96	32.217,60
REV. DE APRIETE EN BASE DE BOMBA / TORNILLERIA DE ACOUPLE / CONEXIONES EN GENERAL	NIVEL 2	4	2	8	180	2	8	16	128	42.956,80
REEMPLAZO DE FILTROS DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN	NIVEL 2	1	2	8	180	2	2	4	32	10.739,20
MANOMETROS CALIBRACION AJUSTE / LIMPIEZA EXTERNA.	NIVEL 2	2	2	8	60	6	4	24	192	64.435,20
TRANSMISORES E INTERRUPTORES AJUSTE DE CONEXIONES / PRUEBA DE LAZO DE COMUNICACIÓN / REV. DE CALIBRACION Y AJUSTE	NIVEL 2	3	2	8	90	4	6	24	192	64.435,20
ACTUADORES ELECTRICOS DE VALVULAS AJUSTE DE CONEXIONES / LIMPIEZA INTERNA / REEM PLAZO DE BATERIAS / REEMPLAZO DE SELLOS Y LUBRICANTE	NIVEL 2	6	2	8	90	4	12	48	384	128.870,40
LIMPIEZA DE FILTROS DE MOTOR / SISTEMA DE VENTILACION	NIVEL 2	6	2	8	90	4	12	48	384	128.870,40
REAPRIETE Y LIMPIEZA DE CONEXIONES DEL MOTOR	NIVEL 2	6	2	8	180	2	12	24	192	64.435,20
ENGRASE DE VALVULAS DE SUCCION Y DESCARGA	NIVEL 2	3	2	8	60	6	6	36	288	96.652,80
REEMPLAZO DE SELLO MECANICO	NIVEL 4	8	4	8	365	1	32	32	256	85.913,60
INSPECCION / REEMPLAZO DE CHAVETAS DE EJES ACOUPLE	NIVEL 4	4	2	8	365	1	8	8	64	21.478,40
PINTURA DEL CONJUNTO MOTOR BOMBA	NIVEL 4	8	2	8	365	1	16	16	128	42.956,80
REEMPLAZO DE ESTOPERAS Y TUERCA DE ARRASTRE DE VALVULAS	NIVEL 4	8	4	8	365	1	32	32	256	85.913,60
Total Bs										3.860.742,40
Total \$										897.847,07

- **Estaciones de Re-Bombeo I y II.**

Las estaciones de Re-Bombeo I y II componen parte del sistema de bombeo necesario para transferir el crudo Meroy 16 proveniente de PTA hasta los Terminales de Embarque. **Las Tablas 4.14 y 4.15,** reflejan las actividades y su costo asociado por el mantenimiento preventivo anual de dichas estaciones.

Tabla 4.14 Mantenimiento Preventivo General de Bombas Principales de la Estación de Re-Bombeo I para el Transporte y Distribución de Crudo Meroy, para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DE CINCO BOMBAS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE RE-BOMBEO I PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO MERUY										
Descripción de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duración (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
INSPECCION VISUAL PARA DETECTAR CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDOS, FUGAS, NIVELES)	NIVEL 1	1	1	5	1	365	1	365	1825	612.470,00
INSPECCION VISUAL DE CONDICIONES DE INSTRUMENTACION (TRANSMISORES E INTERRUPTORES)	NIVEL 1	1	1	5	1	365	1	365	1825	612.470,00
REGISTRO DE PARAMETROS OPERACIONALES	NIVEL 1	1	1	5	7	52	1	52	260	87.266,00
REACONDICIONAMIENTO DE AVISOS	NIVEL 1	1	2	5	90	4	2	8	40	13.424,00
LIMPIEZA DEL EQUIPO Y AREAS ADYACENTES	NIVEL 2	4	2	5	30	12	8	96	480	161.088,00
LIMPIEZA DE FILTROS DE SUCCION	NIVEL 2	8	4	5	60	6	32	192	960	322.176,00
LIMPIEZA DE SISTEMA DE LUBRICACION DEL PLAN API DE SELLOS MECANICOS	NIVEL 2	4	2	5	90	4	8	32	160	53.696,00
INSPECCION VISUAL REVISIÓN DEL ACOPLE	NIVEL 2	1	1	5	90	4	1	4	20	6.712,00
REEMPLAZO DE ACEITE LUBRICANTE MOTOR- BOMBA	NIVEL 2	3	2	5	180	2	6	12	60	20.136,00
REV. DE APRIETE EN BASE DE BOMBA / TORNILLERIA DE ACOPLE / CONEXIONES EN GENERAL	NIVEL 2	4	2	5	180	2	8	16	80	26.848,00
REEMPLAZO DE FILTROS DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN	NIVEL 2	1	2	5	180	2	2	4	20	6.712,00
MANOMETROS CALIBRACION AJUSTE / LIMPIEZA EXTERNA	NIVEL 2	2	2	5	60	6	4	24	120	40.272,00
TRANSMISORES E INTERRUPTORES AJUSTE DE CONEXIONES / PRUEBA DE LAZO DE COMUNICACIÓN / REV. DE CALIBRACION Y AJUSTE	NIVEL 2	3	2	5	90	4	6	24	120	40.272,00
ACTUADORES ELECTRICOS DE VALVULAS AJUSTE DE CONEXIONES / LIMPIEZA INTERNA / REEM PLAZO DE BATERIAS / REEMPLAZO DE SELLOS Y LUBRICANTE	NIVEL 2	6	2	5	90	4	12	48	240	80.544,00
LIMPIEZA DE FILTROS DE MOTOR / SISTEMA DE VENTILACION	NIVEL 2	6	2	5	90	4	12	48	240	80.544,00
REAPRIETE Y LIMPIEZA DE CONEXIONES DEL MOTOR	NIVEL 2	6	2	5	180	2	12	24	120	40.272,00
ENGRASE DE VALVULAS DE SUCCION Y DESCARGA	NIVEL 2	3	2	5	60	6	6	36	180	60.408,00
REEMPLAZO DE SELLO MECANICO	NIVEL 4	8	4	5	365	1	32	32	160	53.696,00
INSPECCION / REEMPLAZO DE CHAVETAS DE EJES ACOPLE	NIVEL 4	4	2	5	365	1	8	8	40	13.424,00
PINTURA DEL CONJUNTO MOTOR BOMBA	NIVEL 4	8	2	5	365	1	16	16	80	26.848,00
REEMPLAZO DE ESTOPERAS Y TUERCA DE ARRASTRE DE VALVULAS	NIVEL 4	8	4	5	365	1	32	32	160	53.696,00
									Total Bs	2.412.964,00
									Total \$	561.154,42

IV.2.1.3 Costo por Actividad Asociado al Mantenimiento de los Oleoductos de Entrada al Patio de Tanques A.

Las **Tablas 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19** reflejan las actividades y el costo asociado al mantenimiento preventivo de los oleoductos de entrada al Patio de Tanques utilizados por las Empresas Mixtas.

Tabla 4.16 Mantenimiento del Oleoducto de 26", para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL OLEODUCTO 26"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	4.985.569,04	9.971.138,07
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	14.623,20
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	10.185.200,95
			Total \$	2.368.651,38

En la **Tabla 4.16** se observa el plan de mantenimiento del oleoducto de 26", que conecta la estación B con el Patio de Tanques A, el cual es responsabilidad de PDVSA. Este oleoducto es utilizado para el transporte del crudo Merey 16 de las Empresas 2, 3, 4, 11 y PDVSA.

En tal sentido, el costo de los gastos asociados por dichas actividades será responsabilidad de cada una de las empresas antes nombradas de acuerdo con el porcentaje ocupacional que aporta cada una a la estación B.

Tabla 4.17 Mantenimiento del Oleoducto de 16", para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL LATERAL SUR ARAGUA				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	2.894.141,94	5.788.283,87
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	5.483,70
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	5.993.207,25
			Total \$	1.393.769,13

El oleoducto de 16", es utilizado para el transporte de diluyente al Patio de Tanques A, conecta las Estaciones K, L y R.

En este caso, el responsable de los costos observados en la **Tabla 4.17** por mantenimiento del oleoducto es PDVSA, y los recobros de los mismos serán igualmente de acuerdo con el porcentaje ocupacional a partir del punto de entrada al lateral como se muestra en la **gráfica 4.1**.

En la **Tabla 4.18**, se muestra el plan de mantenimiento del oleoducto de 24" encargado del transporte de diluyente hasta el Patio de Tanques A. Dicho lateral conecta la Estación F, perteneciente a la Empresa Mixta 4. PDVSA es el encargado de efectuar los mantenimientos establecidos.

Igualmente los costos generados por las actividades de mantenimiento, serán recobrados a la Empresa Mixta 4, de acuerdo con el porcentaje ocupacional del oleoducto mencionado.

Tabla 4.18 Mantenimiento del Lateral de 24", para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL LATERAL DE 24"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	2.222.482,58	4.444.965,16
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	3.655,80
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	4.648.060,64
			Total \$	1.080.944,33

A continuación en la **Tabla 4.19** se muestra el plan de mantenimiento del oleoducto de 36", el cual conecta la estación M (perteneciente al Patio de Tanques B) con el Patio de Tanques A, transportando crudo Merey M perteneciente a la Empresa Mixta 10 y a PDVSA. En este caso, el responsable de los mantenimientos del oleoducto es PDVSA, y los gastos generados serán igualmente recobrados a dicha Empresa Mixta de acuerdo con el porcentaje ocupacional de crudo que fluye por el oleoducto en mención.

Tabla 4.19 Mantenimiento del Oleoducto de 36", para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL OLEODUCTO DE 36"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	8.081.754,85	16.163.509,70
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	12.795,30
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	16.375.744,68
			Total \$	3.808.312,72

IV.2.1.4 Costo Asociado al Mantenimiento del Oleoducto de Salida del Patio de Tanques A hasta los Terminales de Embarque.

Tabla 4.20 Mantenimiento del Oleoducto de 30", para el año 2011.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL OLEODUCTO DE 30"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	8.464.000,00	16.928.000,00
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	14.623,20
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	17.142.062,88
			Total \$	3.986.526,25

En la **Tabla 4.20** se muestran los costos correspondientes al plan de mantenimiento del oleoducto de 30", responsabilidad de PDVSA, por ende los recobros de los gastos generados se calcularán de acuerdo con el porcentaje ocupacional de cada Empresa involucrada.

IV.2.1.5 Costos Generales en Base al 100%.

A continuación en la **Tabla 4.21** se muestran los costos generales por mantenimiento de los sistemas de almacenamiento y bombeo de crudo. Vale destacar que no incluye el sistema de transporte debido a que el mantenimiento preventivo a dicho sistema se basa principalmente en inspecciones del personal calculadas en horas hombres y no en costos de equipos necesarios para las actividades de mantenimiento como lo reflejan las **Tablas 4.16, 4.17, 4.18, 4.19 y 4.20**.

Tabla 4.21 Costo por Mantenimiento Preventivo General, para el año 2011.

Costo por Mantenimiento General		
Actividad	Costo Bs	Costo \$
Mantenimiento de Tanque de Almacenamiento de Segregación Merey O (PTA)	10.533.824,80	2.449.726,70
Mantenimiento de Tanque de Almacenamiento de Segregación Merey M (PTA)	7.022.549,87	1.633.151,13
Mantenimiento de Tanque de Almacenamiento de Segregación Merey M (PTB)	13.938.360,53	3.241.479,19
Mantenimiento de Tanque de Almacenamiento de Diluyente (PTA)	14.400.897,07	3.349.045,83
Mantenimiento Bombas Booster	4.342.951,20	1.009.988,65
Mantenimiento Bombas Principales	7.994.321,33	1.859.144,50
Mantenimiento de la Estación de Reb - III	12.869.141,33	2.992.823,57
Mantenimiento de la Estación de Reb - IV	16.086.426,67	3.741.029,46
Mantenimiento de la Estación de Reb - I	8.043.213,33	1.870.514,73
Mantenimiento de la Estación de Reb - II	8.043.213,33	1.870.514,73

IV.3 Volumen Promedio de cada Empresa Mixta.

Para el 2011, la producción promedio diaria de cada Empresa Mixta, manejada en el Patio de Tanques A se muestra en la **Tabla 4.22**

Tabla 4.22 Volumen Promedio, para el año 2011.

EEMM	Producción 2011 (MBD)
1	39,2
2	21
3	1,1
4	6,8
5	0,9
6	2,1
7	5,8
8	1,5
9	2,7
10	31,2
11	1,3
Total	113,6

IV.4 Costos para PDVSA por el Manejo de Crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco

Para el 2011, PDVSA reportó un costo de 135,61 MM\$ por concepto de manejo, de la producción. Teniendo en cuenta la producción, el costo incurrido por PDVSA en términos \$/bbl es de 0,92.

En la **Tabla 4.23** se muestra los Costos por concepto de Manejo de cada Empresa Mixta para el año 2011.

Tabla 4.23 Costo por Manejo, Transporte y Tratamiento del Crudo para el 2011.

EEMM	Costo (\$)
1	13.163.360
2	7.051.800
3	335.800
4	1.981.220
5	302.220
6	705.180
7	1.947.640
8	503.700
9	906.600
10	10.476.960
11	470.120
Total	37.844.600

IV.5 Flujogramas Particulares de Manejo de la Producción de cada Empresa Mixta y Costos Asociados al Mantenimiento Mínimo Efectuado para el año 2011.

De la inexistente infraestructura de manejo de cada una de las Empresas Mixtas, dependerá el uso de las facilidades propias de PDVSA, es por ello que a continuación se presenta de manera detallada las instalaciones propias de PDVSA utilizadas por dichas empresas y cada uno de los costos asociado.

- **Empresa Mixta 1.**

El crudo Merey 16 producido, es recibido en la estación de flujo 1, para su posterior bombeo a la estación de descarga A, en donde es puesto en especificación, una vez allí el crudo es trasladado al Patio de Tanques A (PTA) para fiscalización a través del oleoducto de 20” y de allí a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.3**.

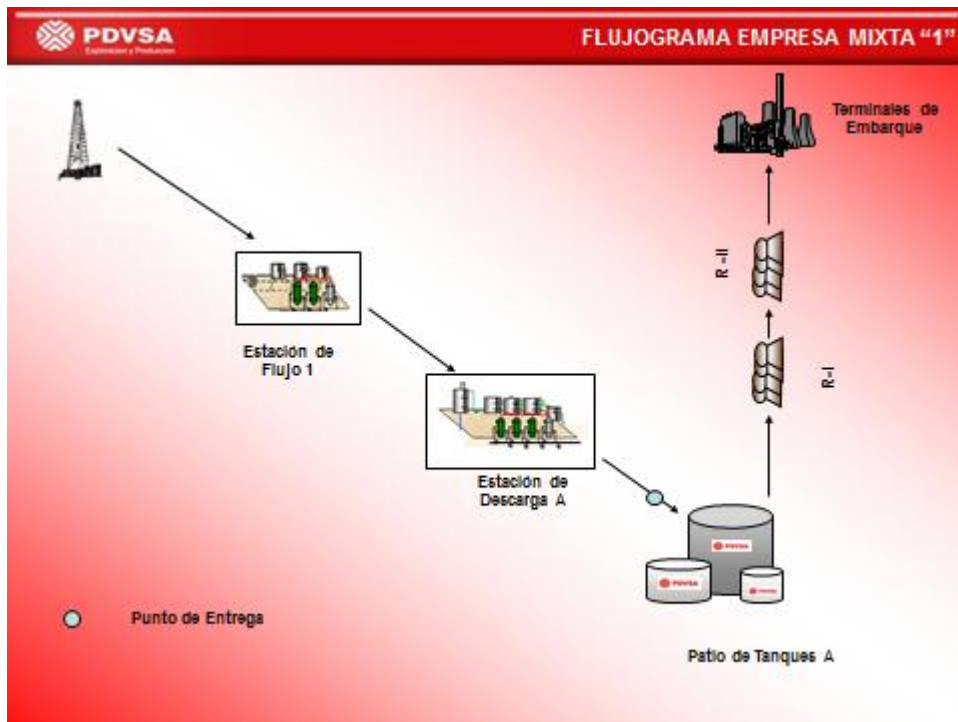


Figura 4.3 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 1.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de la infraestructura desde el Patio de Tanques hasta los Terminales de Embarque, debido a que entregan su producción a PDVSA directamente en PTA y ellos (la Empresa Mixta 1) son los responsables por el mantenimiento del oleoducto de 30”.

Para el año 2011 la producción promedio de la Empresa fue de 39,2 MBD, en tal sentido el pago a realizar debió ser de **955.684,20 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al PTA de acuerdo con la capacidad de operación de cada uno de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.24**

Tabla 4.24 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
1	PTA	225.831,40	PTA	75.871,00	30"	534.125,00
			R-I	59.928,40		
			R-II	59.928,40		
					Total (\$)	955.684,20

- **Empresa Mixta 2.**

Todas las corrientes de crudo Merey 16 producidas de los campos fluyen por las estaciones de flujo 2, 3, 4, 5, 6 y 7, dependiendo de la cercanía entre el campo y la estación. Posteriormente se recolecta la producción en la Planta de Tratamiento de Crudo, en donde es puesta bajo especificación y transferida a PDVSA en la estación de descarga B donde es fiscalizada.

El crudo Merey 16 es bombeado a PTA, a través del oleoducto de 26” y de allí a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.4**.

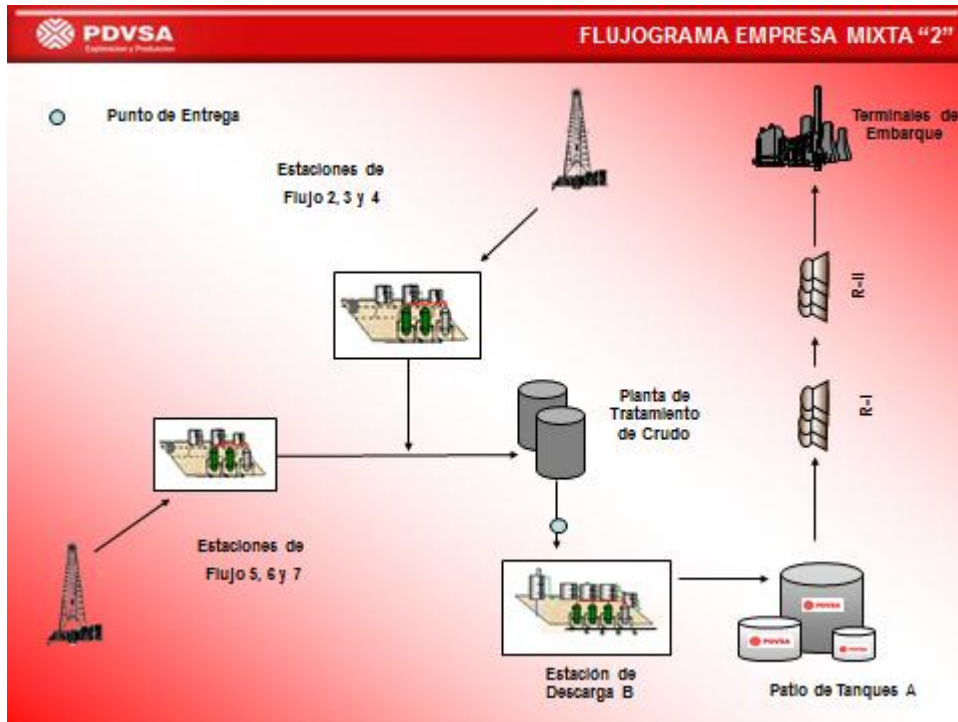


Figura 4.4 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 2.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie desde la estación de descarga B hasta los Terminales de Embarque, debido a que entregan su producción a PDVSA en la estación antes nombrada.

Para el año 2011 la producción promedio de la Empresa fue de 21 MBD, en tal sentido el pago a realizar debió ser de **738.321.85 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Centro de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.25**.

Tabla 4.25 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
2	PTA	120.980,50	PTA	40.645,30	30"	286.138,00
			R-I	32.104,50	26"	226.349,05
			R-II	32.104,50		
					Total (\$)	738.321,85

- **Empresa Mixta 3.**

La producción de la Empresa Mixta 3 es recogida en la estación de descarga C, de allí el crudo bajo especificación es bombeado a la estación B para fiscalización y posterior envío a PTA a través del oleoducto 26", para luego ser bombeado a los Terminales de Embarque como se muestra en la **Figura 4.5**.

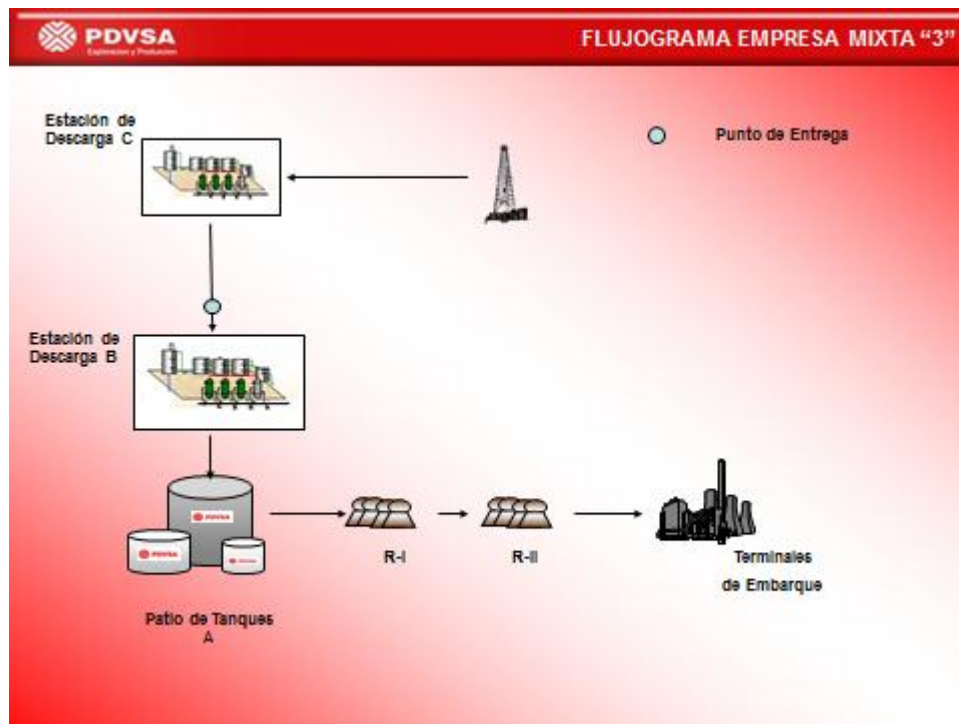


Figura 4.5 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 3.

Para esta Empresa Mixta los costos por mantenimiento a determinar, serán los concernientes al uso de las facilidades de superficie desde la estación de descarga B.

Para el año 2011 la producción promedio de la Empresa para estos campos fue de 1,1 MBD, en tal sentido el pago a realizar debió ser de **35.154.33 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.26**.

Tabla 4.26 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
3	PTA	5.759,60	PTA	1.934,60	30"	13.625,00
			R-I	1.528,30	26"	10.778,53
			R-II	1.528,30		
					Total (\$)	35.154,33

- **Empresa Mixta 4.**

La producción de los tres campos de la Empresa Mixta 4, se maneja a través de las estaciones de flujo más cercanas a los mismos. En el primer campo, la producción de sus yacimientos es manejada a través de estaciones de flujo 8,9, 10 y 11, de allí es bombeada a la estación de descarga F para tratamiento, fiscalización y posterior traslado al Patio de Tanques A.

La producción del segundo campo se maneja en las estaciones de flujo 14 y 15, se utiliza la estación de descarga E para el tratamiento y fiscalización de su producción para posterior traslado al Patio de Tanques. Del tercer campo se hace fluir la producción por las estaciones de flujo 12 y 13, de ambas se bombea el crudo para tratamiento y fiscalización en la estación de descarga C, de ésta se transporta a la estación de descarga B por requerimientos operacionales, al igual que en los campos anteriores la producción es bombeada al Patio de Tanques A, mediante los oleoductos de 24" y de 26" que conectan dichas estaciones de descarga con PTA respectivamente, de allí posteriormente la producción es bombeada a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.6**.

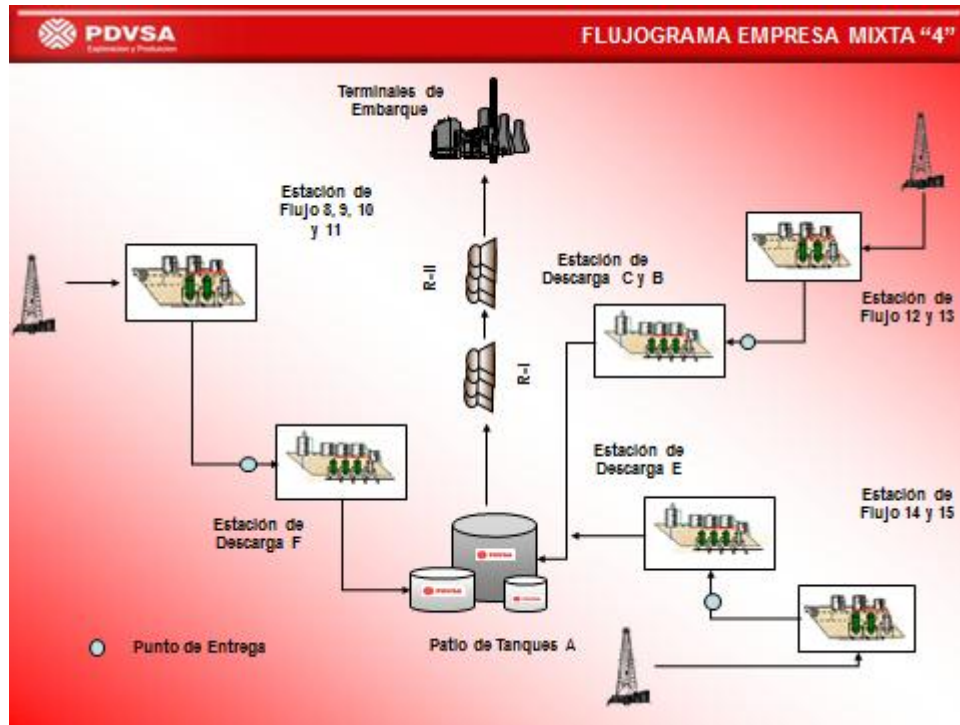


Figura 4.6 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 4.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie desde las estaciones de descarga finales B, E y F hasta los Terminales de Embarque, debido a que entregan su producción a PDVSA una vez abandonen las estaciones de descarga antes nombrada.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa para estos campos fue de 6,8 MBD, (4,2 de Merey 16 y 2,6 de diluyente), en tal sentido, el pago a realizar debió ser de **195.469,09 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Centro de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.27**.

Tabla 4.27 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
4	PTA	35.043,80	PTA	11.418,90	30"	80.391,00
			R-I	9.018,50	26"	35.569,14
			R-II	9.018,50	24"	15.009,25
					Total (\$)	195.469,09

- **Empresa Mixta 5.**

El crudo de 22 °API producido en los dos campos es recolectado por las estaciones de flujo 16 y 17 para el primer campo, mientras que para el segundo campo se utilizan las estaciones 18 y 19. Posteriormente la producción es bombeada a las estaciones de descarga G y H. Desde estas estaciones se hace fluir el crudo hasta la estación de descarga D, luego a PTA, a través del oleoducto de 12", para posterior bombeo a los Terminales de Embarque tal como se muestra en la **Figura 4.7**.

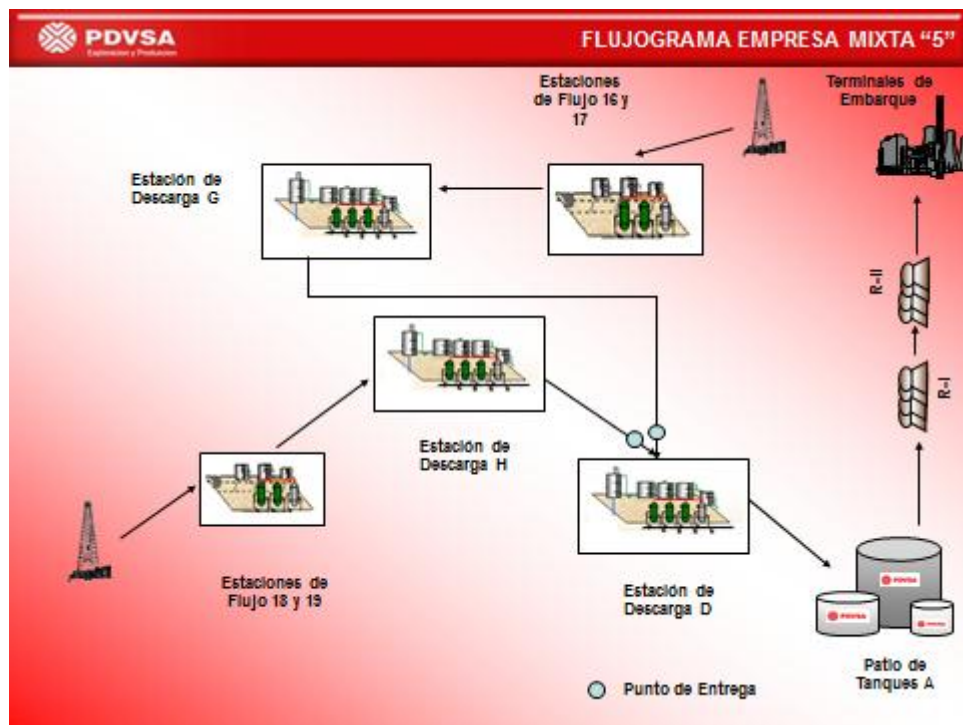


Figura 4.7 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 5.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie hasta los Terminales de Embarque.

Para el año 2011 la producción promedio de la empresa fue de 0,9 MBD, en tal sentido, el pago efectuado debió ser de **22.291,30 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.28**.

Tabla 4.28 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
5	PTA	5.536,90	PTA	1.740,80	30"	12.263,00
			R-I	1.375,30		
			R-II	1.375,30		
					Total (\$)	22.291,30

- **Empresa Mixta 6.**

El crudo producido es recolectado en las estaciones de flujo 20 y 21, por requerimientos operacionales la producción que pasa por la estación 21 debe ser trasladada a la estación 20 para su fiscalización, mediante el método aforo de tanques. Una vez fiscalizado el crudo es transferido a la estación de descarga D, de allí pasa al PTA por el oleoducto de 12" y posteriormente a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.8**.

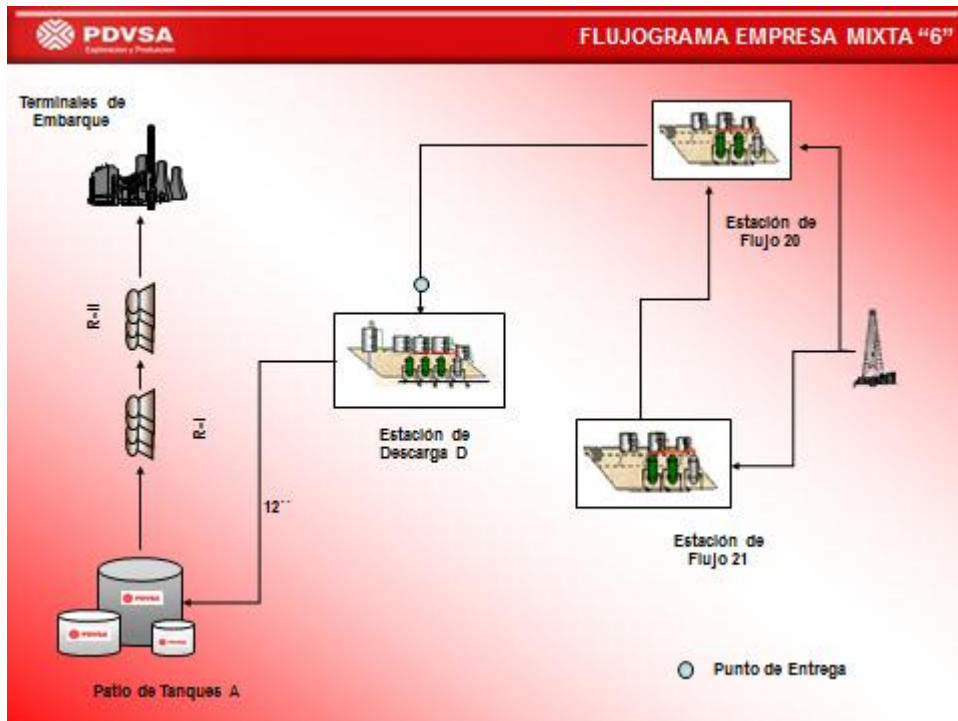


Figura 4.8 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 6.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondiente al uso de las facilidades de superficie por el manejo del crudo por PDVSA en PTA, hasta los Terminales de Embarque.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa fue de 2,1 MBD, en tal sentido, el pago a realizar debió ser de **52.013,50 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.29**.

Tabla 4.29 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
6	PTA	12.918,30	PTA	4.063,00	30"	28.613,00
			R-I	3.209,60		
			R-II	3.209,60		
					Total (\$)	52.013,50

- **Empresa Mixta 7.**

La producción de los campos de la Empresa Mixta 7, es recolectada por dos Estaciones de Descarga D e I, desde ambas estaciones el crudo es bombeado a PTA, por el oleoducto de 12" y de allí a los Terminales de Embarque como se muestra en la **Figura 4.9**.

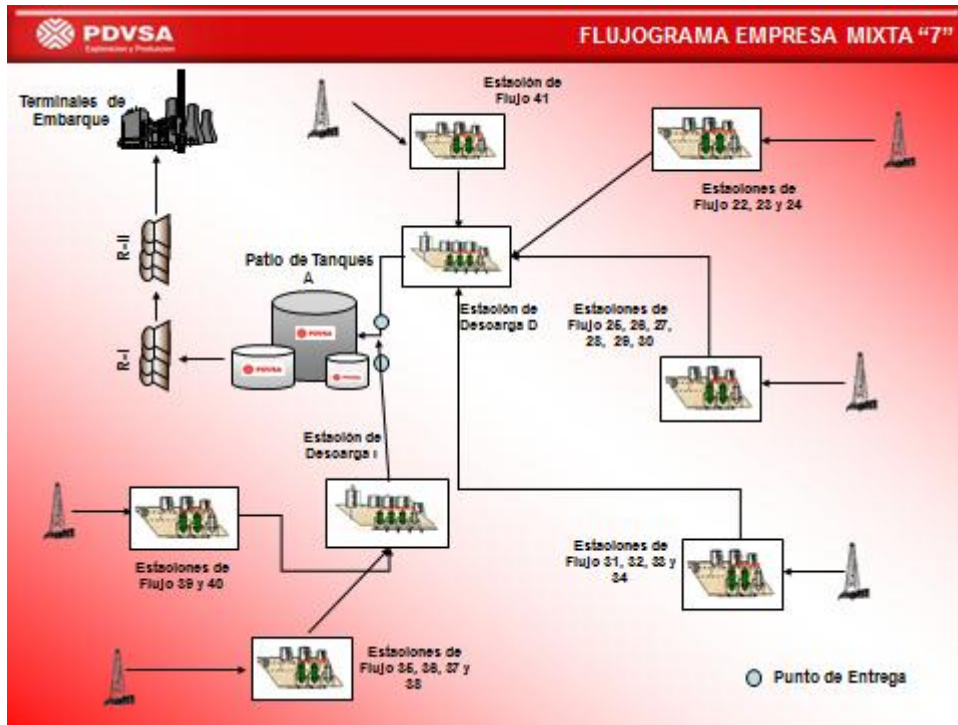


Figura 4.9 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 7.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie por el manejo del crudo en PTA hasta los Terminales de Embarque.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa para estos campos fue de 5,8 MBD, en tal sentido, el pago a realizar debió ser de **137.514,80 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.30**.

Tabla 4.30 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
7	PTA	29.530,70	PTA	11.225,10	30"	79.028,00
			R-I	8.865,50		
			R-II	8.865,50		
					Total (\$)	137.514,80

- **Empresa Mixta 8.**

La producción de los campos, es recogida por la estación de flujo 42 y la de descarga S, posteriormente a la estación J y de allí una vez el crudo este fiscalizado es bombeado a PTA a través del oleoducto de 12", de allí posteriormente es transportado a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.10**.

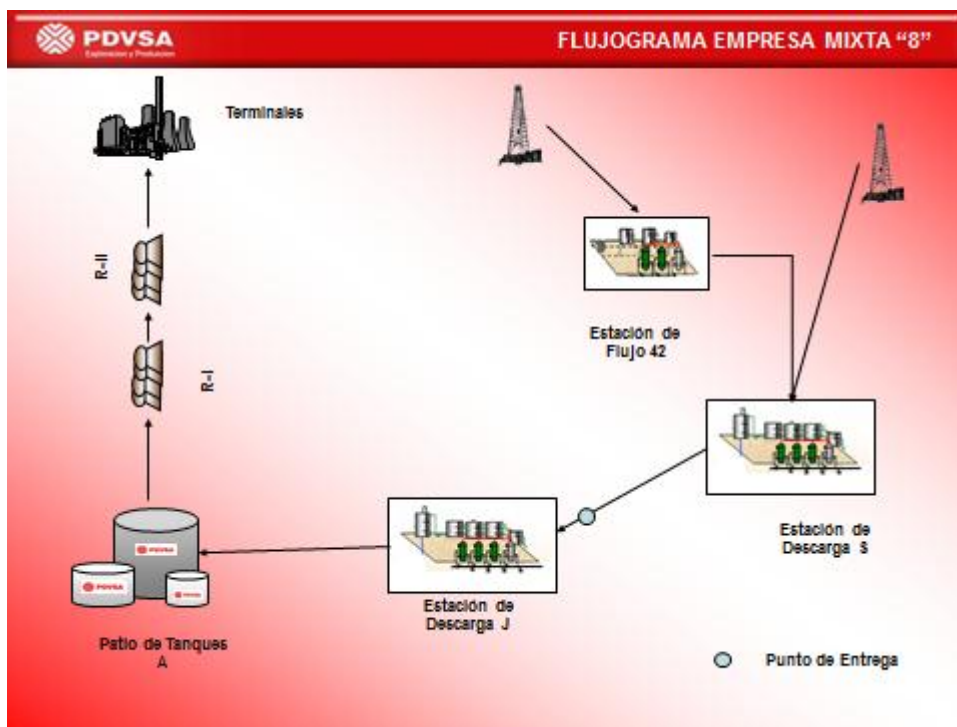


Figura 4.10 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 8.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los concernientes al uso de las facilidades de superficie desde PTA hasta los Terminales de Embarque, por el manejo del crudo.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa para estos campos fue de 1,5 MBD, en tal sentido, el pago a realizar debió ser de **37.150,70 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.31**.

Tabla 4.31 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
8	PTA	9.227,60	PTA	2.901,90	30"	20.438,00
			R-I	2.291,60		
			R-II	2.291,60		
					Total (\$)	37150,7

- **Empresa Mixta 9.**

La producción de los campos es transferida a las estaciones de flujo más cercanas. Para la primera estación de descarga L, llega la producción de las estaciones de flujo 47 y 48, las demás estaciones de flujo 43, 44, 45 y 46, la producción fluye a la estación de descarga K, luego se bombea todo el crudo producido a través del oleoducto de 16" a PTA, para posterior transporte a los Terminales de Embarque como se muestra en la **Figura 4.11**.

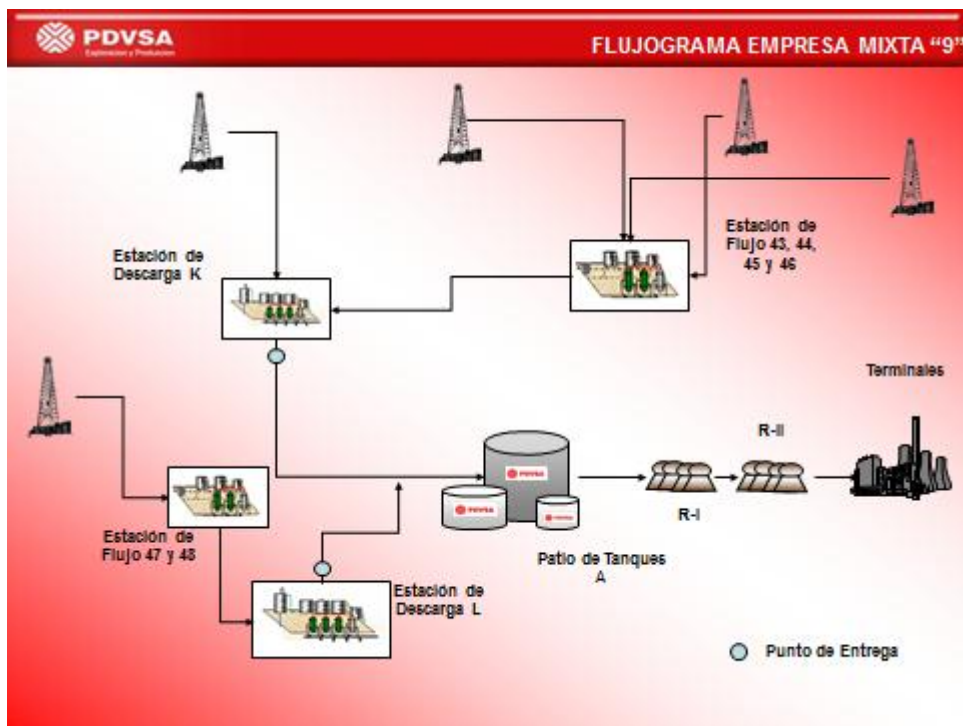


Figura 4.11 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 9.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie desde el oleoducto de 16” hasta los Terminales de Embarque.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa fue de 2,7 MBD, en tal sentido, el pago efectuado debió ser de **112.009.56 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.32**.

Tabla 4.32 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
9	PTA	16.610,70	PTA	5.225,80	30"	36.789,00
			R-I	4.127,60	16"	45.218,86
			R-II	4.127,60		
					Total (\$)	112.099,56

- **Empresa Mixta 10.**

La segregación Merey M proveniente de los campos fluyen a las estaciones de flujo 49 y 50, de allí a la estación de descarga N para el tratamiento y posterior fiscalización.

El crudo producido ya en especificación es bombeado a la estación de descarga M en donde se recibe también y se procesa la producción de uno de los campos pertenecientes a la empresa 10. Ambas estaciones de descarga conforman parte del Patio de Tanques B (PTB)

Posteriormente todo el crudo producido se bombea a PTA para luego ser comercializado en los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.12**.

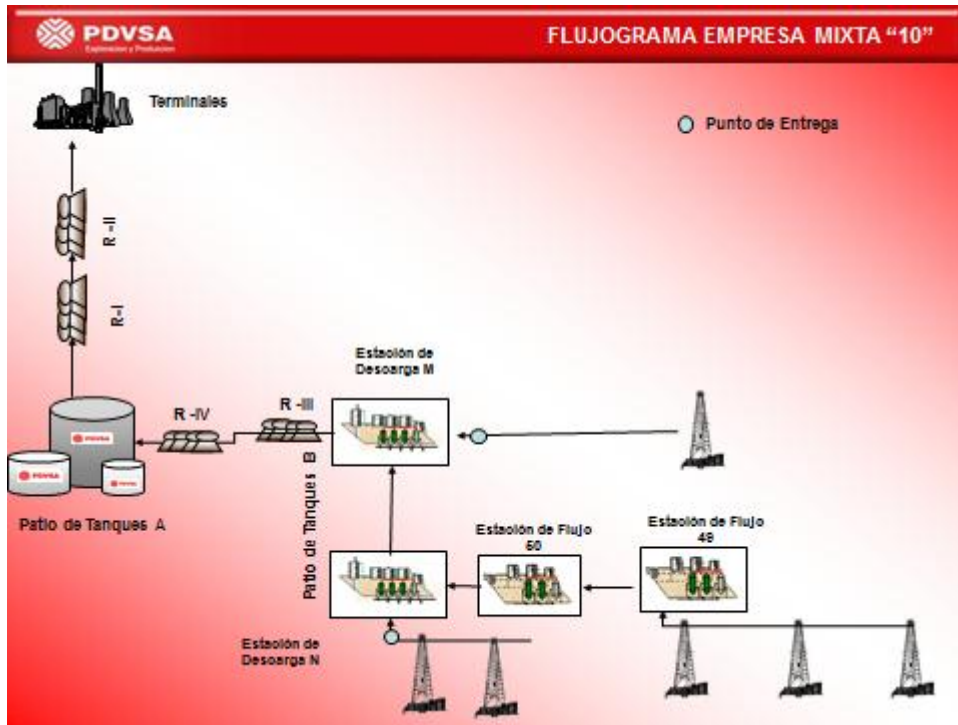


Figura 4.12 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 10.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los correspondientes al uso de las facilidades de superficie desde las estaciones N y M hasta los Terminales de Embarque, debido a que entrega su producción a PDVSA en las estaciones antes nombradas.

Para el año 2011 la producción promedio de la Empresa fue de 31,2 MBD, en tal sentido el pago efectuado debió ser de **2.823.087.09 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Centro de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.33**.

Tabla 4.33 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
10	PTA	114.870,70	PTA	60.387,40	30"	425.120,00
	PTB	1.653.153,10	R-I	47.696,90	36"	282.024,69
			R-II	47.696,90		
			R-III	102.455,60		
			R-IV	89.681,80		
					Total (\$)	2.823.087,09

- **Empresa Mixta 11.**

La producción de los campos es recolectada por las estaciones de descarga P, Q (que se conecta con la estación B) y R, de allí el crudo es bombeado a PTA a través de los oleoductos de 8", 26" y 16" respectivamente para posteriormente ser bombeado a los Terminales de Embarque, como se muestra en la **Figura 4.13**.

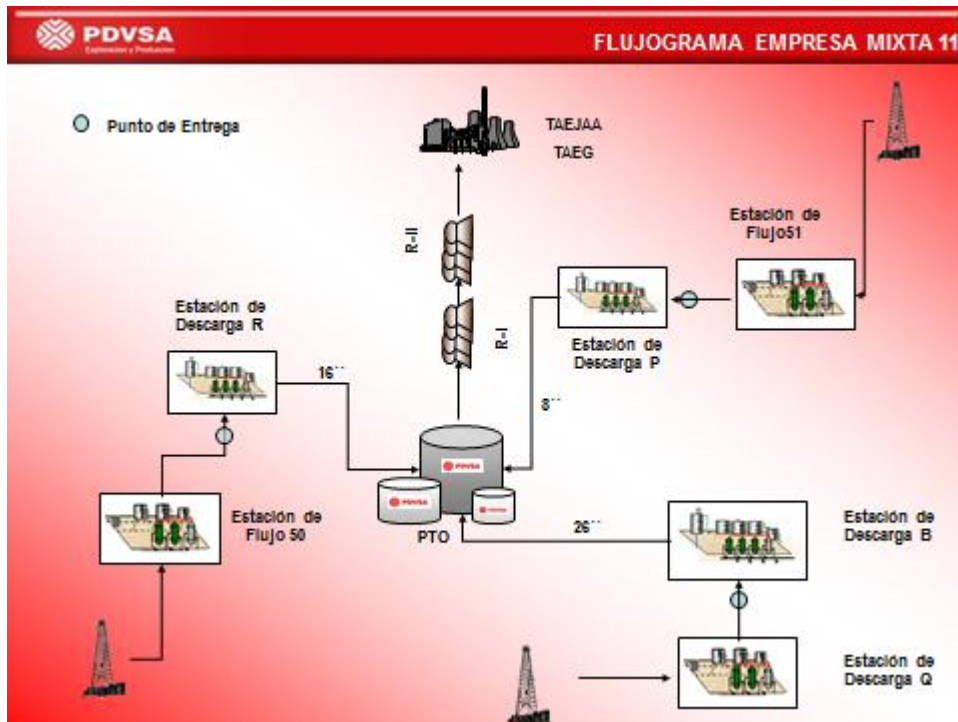


Figura 4.13 Flujograma de Manejo de Crudo de la Empresa Mixta 11.

Para esta Empresa Mixta los costos por el mantenimiento a determinar, serán los concernientes al uso de las facilidades de superficie desde los oleoductos de 26" y 16" que conectan las estaciones de descarga B y R con PTA y de ahí hasta los Terminales de Embarque. Esto debido a que el mantenimiento del oleoducto de 8" que conecta la estación P con PTA es responsabilidad de la Empresa Mixta 11.

Para el año de 2011 la producción promedio de la Empresa para estos campos fue de 1,3 MBD, en tal sentido, el pago a realizar debió ser de **112.516,20 \$**, el cual representa una fracción del costo total de mantenimiento mínimo efectuado al Patio de acuerdo con la capacidad de operación de los equipos utilizados, como se refleja en la **Tabla 4.34**.

Tabla 4.34 Costo por Mantenimiento Efectuado.

Costo por Mantenimiento (\$)						
EEMM	Tanques		Bombeo		Transporte	
11	PTA	4.306,10	PTA	2.708,10	30"	19.075,00
			R-I	32.104,50	26"	12.342,00
			R-II	32.104,50	16"	9.876,00
					Total (\$)	112.516,20

IV.6 Costos Generales por Empresa Mixta.

Para el año 2011, los costos por actividad tanto de manejo de crudo, así como los asociados por el mantenimiento de las instalaciones involucradas, calculado de acuerdo con el porcentaje ocupacional de la capacidad operativa de cada una de dichas instalaciones, se muestran en la **Tabla 4.35**

Tabla 4.35 Costos Generales por cada Empresa Mixta.

COSTOS POR EEMM POR MANEJO DE CRUDO Y MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA (\$)															
Actividad	Costo por Manejo	Mtto Oleoducto de 26"	Mtto Oleoducto de 16"	Mtto Oleoducto de 24"	Mtto Oleoducto 36"	Mtto Bomb Meroy	Mtto Tks PTA Meroy O	Mtto Tks PTA Meroy M	Mtto Tks PTA Diluyente	Mtto Oleoducto de 30"	Mtto Est Reb - III	Mtto Est Reb - IV	Mtto Est Reb - I	Mtto Est Reb - II	Costo Totales Manejo + Mtto
1	13.163.360,00	-	-	-	-	75.871,00	225.831,40	-	-	534.125,00	-	-	59.928,40	59.928,40	14.119.044,20
2	7.051.800,00	226.349,05	-	-	-	40.645,30	120.980,50	-	-	286.138,00	-	-	32.104,50	32.104,50	7.790.121,85
3	335.800,00	10.778,53	-	-	-	1.934,60	5.759,60	-	-	13.625,00	-	-	1.528,30	1.528,30	370.954,33
4	1.981.220,00	35.569,14	-	15.009,25	-	11.418,90	25.599,49	-	9.444,31	80.391,00	-	-	9.018,50	9.018,50	2.176.689,09
5	302.220,00	-	-	-	-	1.740,80	-	-	5.536,90	12.263,00	-	-	1.375,30	1.375,30	324.511,30
6	705.180,00	-	-	-	-	4.063,00	-	-	12.918,30	28.613,00	-	-	3.209,60	3.209,60	757.193,50
7	1.947.640,00	-	-	-	-	11.225,10	-	-	29.530,70	79.028,00	-	-	8.865,50	8.865,50	2.085.154,80
8	503.700,00	-	-	-	-	2.901,90	-	-	9.227,60	20.438,00	-	-	2.291,60	2.291,60	540.850,70
9	906.660,00	-	45.218,86	-	-	5.225,80	-	-	16.610,70	36.789,00	-	-	4.127,60	4.127,60	1.018.759,56
10	10.476.960,00	-	-	-	282.024,29	60.387,40	-	1.768.023,80	-	425.120,00	102.455,60	89.681,80	47.696,90	47.696,90	13.300.046,69
11	470.120,00	12.342,00	9.876,00	-	-	2.708,10	2.372,19	-	1.933,91	19.075,00	-	-	32.104,50	32.104,50	582.636,20

IV.7 Ajuste por Costo de Comercialización.

De acuerdo con las formulaciones legales en la contratación de Empresa Mixta, se prevé un Ajuste por Costo de Comercialización (ACC), en el cual uno de los principales factores en dicho ajuste depende de la distancia entre el punto de entrega a PDVSA y los Terminales de Embarque, como se muestra en la **gráfica 4.1**, el flujograma de manejo de crudo de cada Empresa Mixta, destacando las estaciones de descargas y oleoductos utilizados.

En las **Tablas 4.36 y 4.37**, se muestra el Ajuste por Costo de Comercialización calculado para el año 2011, para cada una de las Empresas Mixtas que integran el estudio.

Tabla 4.36 Ajuste por Costo de Comercialización para el año 2011.

ACC	1	2	3	4			5
				F	E	B	
Costo por distancia en manejo de Crudo (\$/km*bbl)	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125
Kms Punto Entrega al Puerto Embarque	154	245,3	245,3	172,9	167	245,3	154
Tasa Instituto Canalizaciones por uso del Lago de Maracaibo	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Otros costos de manejo de crudo hasta su embarque (\$/bbl)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Cualquier impuesto o derecho aplicable	0	0	0	0	0		0
Valor ACC sin Inflación	0,3425	0,456625	0,456625	0,366125	0,35875	0,456625	0,3425
Valor ACC con Fim 2011 (\$/bbl)	0,5799895	0,773248775	0,773248775	0,619996075	0,60750725	0,773248775	0,5799895
Costo 2011 (\$/día)	22735,588	16238,224	773,249	4329,262			521,991
Costo 2011 (\$/año)	8.298.489,77	5.926.951,86	282.235,80	1.580.180,55			190.526,55

Tabla 4.37 Continuación Ajuste por Costo de Comercialización para el año 2011.

ACC	6	7	8	9		10	11		
				L	K		B	R	P
Costo por distancia en manejo de Crudo	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125
Kms Punto Entrega al Puerto Embarque	154	154	154	202,25	198,11	302	245,3	185,17	154
Tasa Instituto Canalizaciones por uso del Lago de Maracaibo	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Otros costos de manejo de crudo hasta su embarque	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Cualquier impuesto o derecho aplicable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor ACC sin Inflación	0,3425	0,3425	0,3425	0,4028125	0,3976375	0,5275	0,456625	0,3814625	0,3425
Valor ACC con Fim 2011 (\$/bbl)	0,5799895	0,5799895	0,5799895	0,682122688	0,673359343	0,8932685	0,773248775	0,6459686	0,5799895
Costo 2011 (\$/dia)	1217,978	3363,939	869,984	1837,350	27869,977	953,865			
Costo 2011 (\$/año)	444.561,95	1.227.837,77	317.544,25	670.632,60	10.172.541,68	348.160,62			

IV.8 Comparación de Costos.

Comparando las **Tablas 4.35, 4.36 y 4.37** se observa la diferencia existente entre los costos pagados por las empresas mixtas reflejados mediante el Ajuste por Costo de Comercialización (ACC) y los generados por manejo y mantenimiento para el año 2011.

La **Tabla 4.38** refleja la diferencia entre los gastos generados por PDVSA, y los recobros efectuados por la misma a las empresas mixtas. Esto se debe a que existe un solo modelo de ACC para todas las empresas, sin importar la distancia de manejo ni el volumen producido por cada una, razón por la cual existen diferencias particulares para cada una de las empresas manejadas. Es por ello que se propone ajustar los costos generados teniendo en cuenta los proyectos de inversión presupuestados por PDVSA, a fin de manejar la producción de acuerdo con el plan de negocio 2013 – 2030.

Tabla 4.38 Comparación de Costos por cada Empresa Mixta para el año 2011.

Costos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Costos calculados ACC	8.298.489,77	5.926.951,86	282.235,80	1.580.180,55	190.526,55	444.561,95	1.227.837,77	317.544,25	670.632,60	10.172.541,68	348.160,62
Costos Manejo + MTTO	14.119.044,00	7.790.121,85	370.954,33	2.176.689,09	324.511,30	757.193,50	2.085.154,80	540.850,70	1.018.759,56	13.300.046,69	560.418,20
Diferencia	5.820.554,23	1.863.169,99	88.718,53	596.508,54	133.984,75	312.631,55	857.317,03	223.306,45	348.126,96	3.127.505,01	212.257,58
										Total	13.584.080,62

CAPÍTULO V

PROPUESTA

Esta propuesta se realiza en función de equiparar los gastos generados para PDVSA, con los recobrados a cada una de las empresas mixtas de acuerdo con la formulación del Ajuste por Costo de Comercialización en el período 2013 – 2030. Para ello se tomó como base los planes de producción para dicho período, los flujograma de manejo particular, las inversiones realizadas y próximas a realizar por PDVSA, para la construcción de infraestructura de superficie que permita el manejo de la producción en el período antes nombrado, también incluirá los gastos por mantenimiento mínimo preventivo tanto a la infraestructura actual, como a la nueva por incorporarse. Todo esto a fin de obtener los flujos de dinero año a año para cada una de las empresas mixtas involucradas de acuerdo con el volumen ocupacional de cada infraestructura, y posterior comparación con el ACC para determinar si garantizará la recuperación de los gastos e inversiones realizados por PDVSA.

V.1 Plan de Negocio 2013 – 2030.

V.1.1 Plan de Producción.

En la **Tabla 4.39** se muestra el plan de producción para cada una de las empresas mixtas en el período 2013 – 2030.

Tabla 4.39 Plan de Producción 2013 – 2030 (MBD)

EEMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	49,4	42,4	35,8	30,0	24,9	21,7	19,5	17,9	16,7	15,6	14,4	13,2	12,4	11,7	11,1	10,3	9,3	8,1
2	37,8	41,9	41,0	38,4	34,9	31,7	27,6	23,9	22,5	21,0	19,4	17,7	16,7	14,8	13,5	12,6	11,0	9,2
3	3,5	4,0	3,9	3,7	3,7	3,2	2,5	1,8	1,3	1,0	0,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	18,9	18,6	17,8	16,7	16,1	15,6	15,0	14,4	13,8	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,2	9,6	9,0	8,4
5	4,6	4,7	4,9	5,1	4,8	3,9	3,0	2,4	2,1	1,6	1,2	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
6	11,0	14,8	15,4	14,5	13,7	12,0	10,7	9,4	8,6	6,9	5,8	4,2	2,7	1,2	0,6	0,4	0,2	0,2
7	36,2	49,8	58,0	60,1	59,7	55,8	51,0	45,6	39,9	34,9	29,9	25,3	21,2	17,8	15,0	12,6	10,6	8,9
8	8,4	10,4	12,4	14,1	14,1	11,8	9,6	7,8	6,3	5,2	4,2	3,4	2,7	2,0	1,3	0,6	0,4	0,2
9	4,0	5,5	8,7	11,8	13,4	12,7	11,4	9,8	8,4	7,1	6,1	5,2	4,4	3,6	2,8	2,0	1,2	0,4
10	67,5	95,3	112,2	124,6	124,1	124,1	124,8	124,8	124,0	124,7	120,1	106,7	99,9	90,1	86,4	82,7	79,0	75,3
11	2,9	2,7	2,4	2,3	2,0	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Total EEMM (MBD)	244,2	290,1	312,5	321,3	311,4	294,2	276,5	259	244,6	232	215,1	189,6	172,8	152,9	141,5	131,4	121,2	111,2

Los **gráficos 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10 y 5.11**, reflejan el comportamiento planificado de la producción en el período 2013 – 2030, para cada una de las Empresas Mixtas.

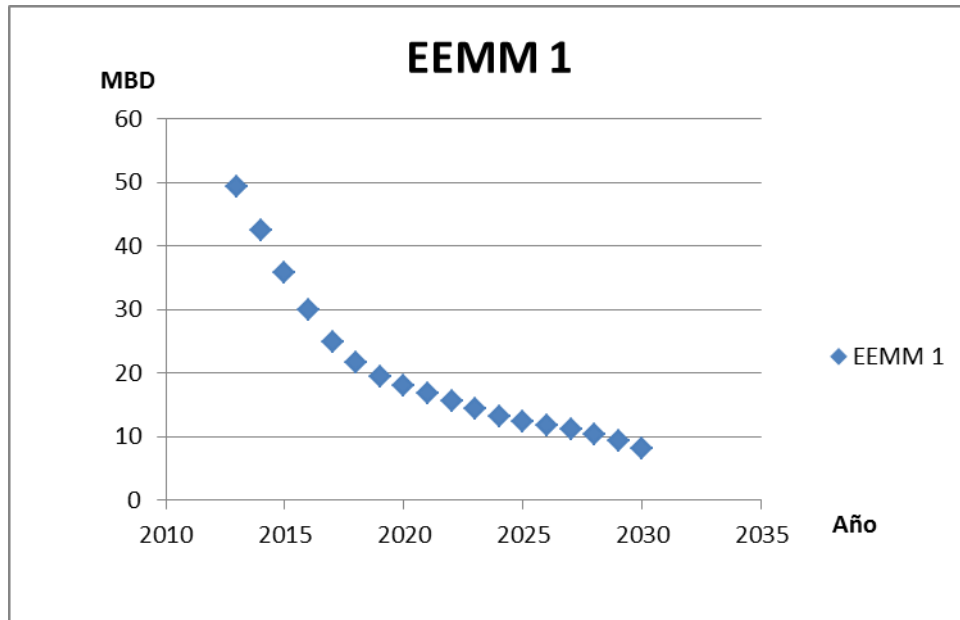


Gráfico 5.1. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), para el período 2013 – 2030.

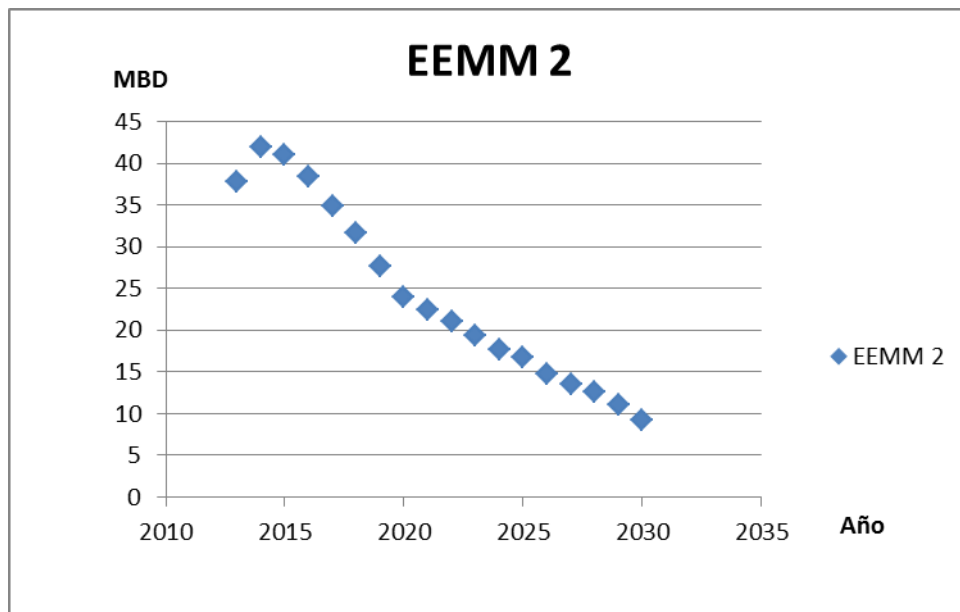


Gráfico 5.2. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), para el período 2013 – 2030.

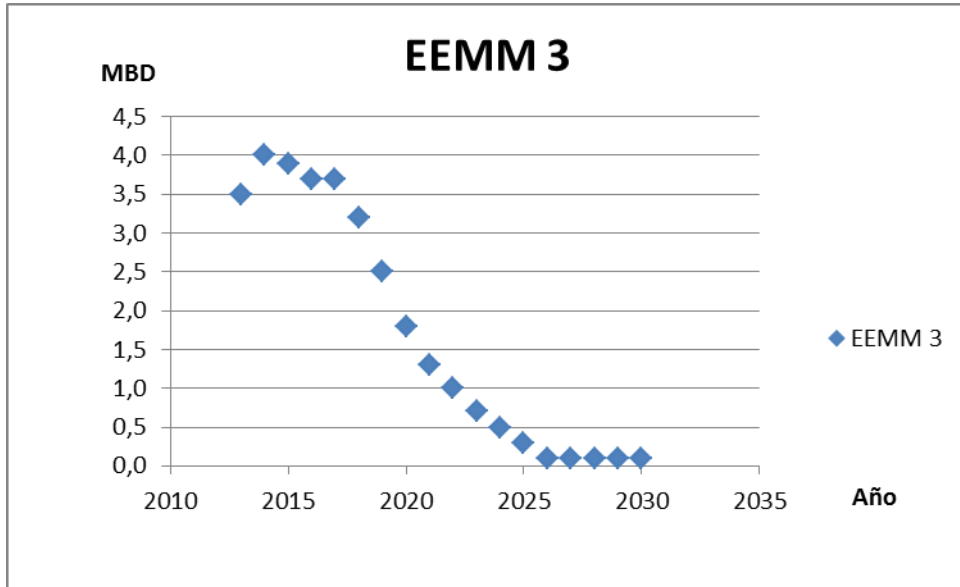


Gráfico 5.3. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), para el período 2013 – 2030.

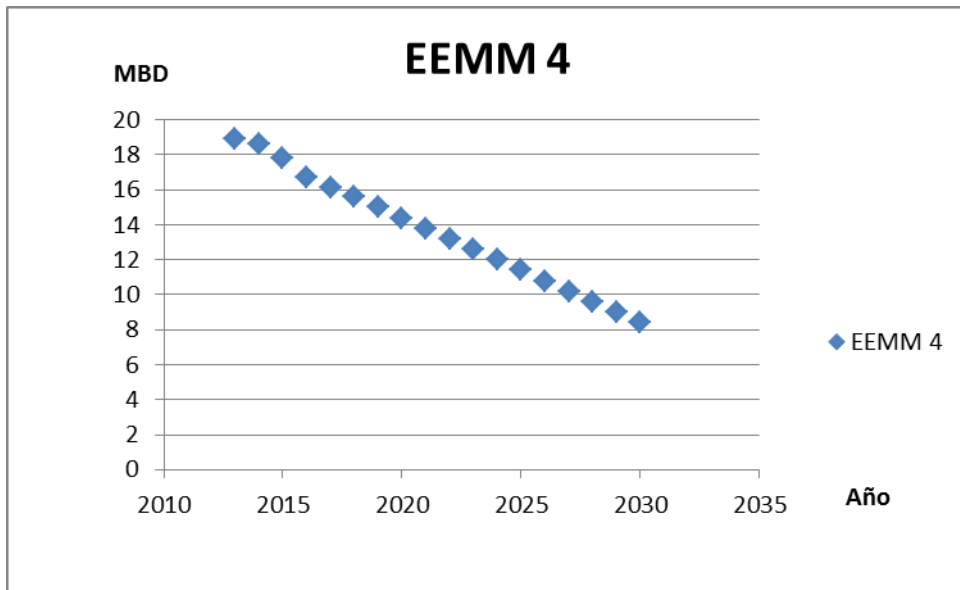


Gráfico 5.4. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), para el período 2013 – 2030.

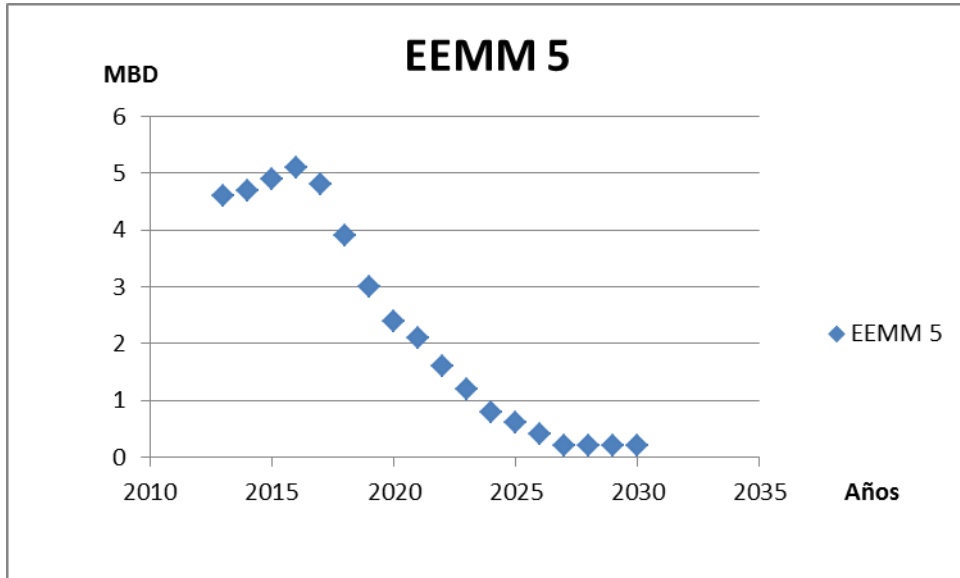


Gráfico 5.5. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), para el período 2013 – 2030.

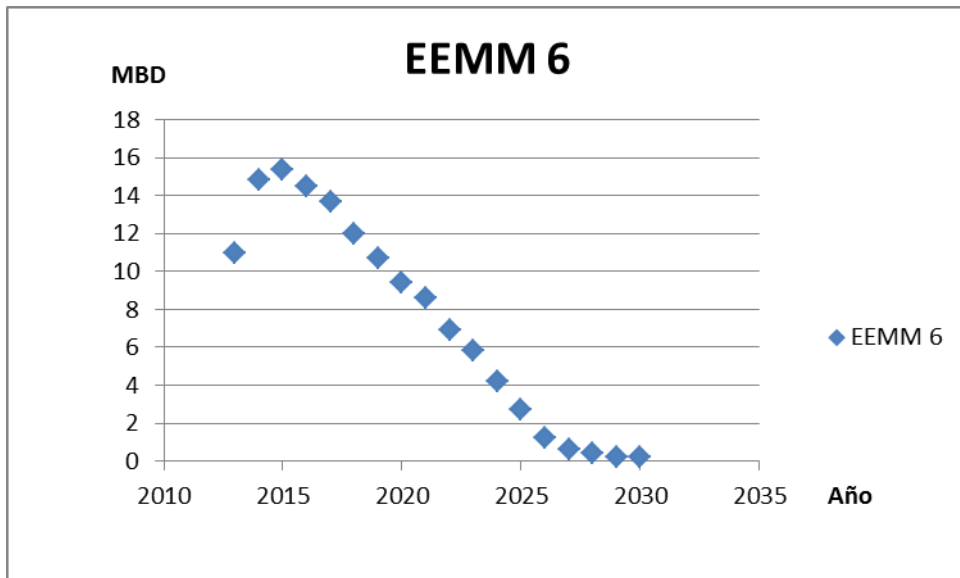


Gráfico 5.6. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), para el período 2013 – 2030.

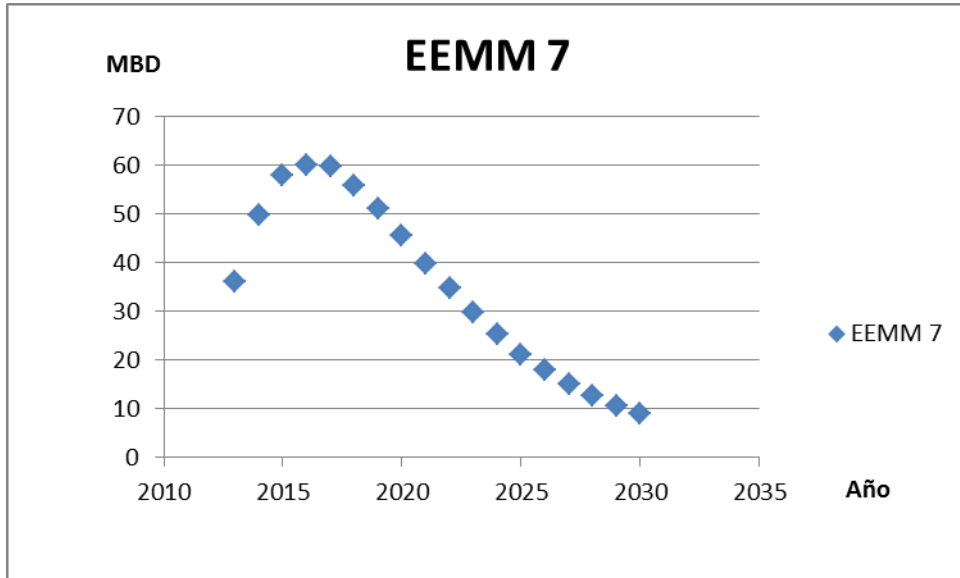


Gráfico 5.7. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), para el período 2013 – 2030.

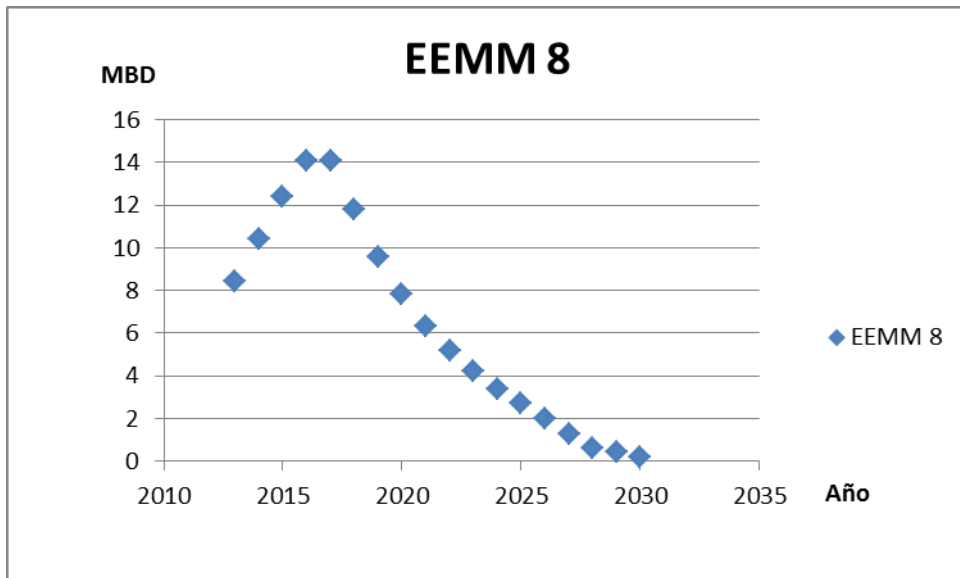


Gráfico 5.8. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), para el período 2013 – 2030.

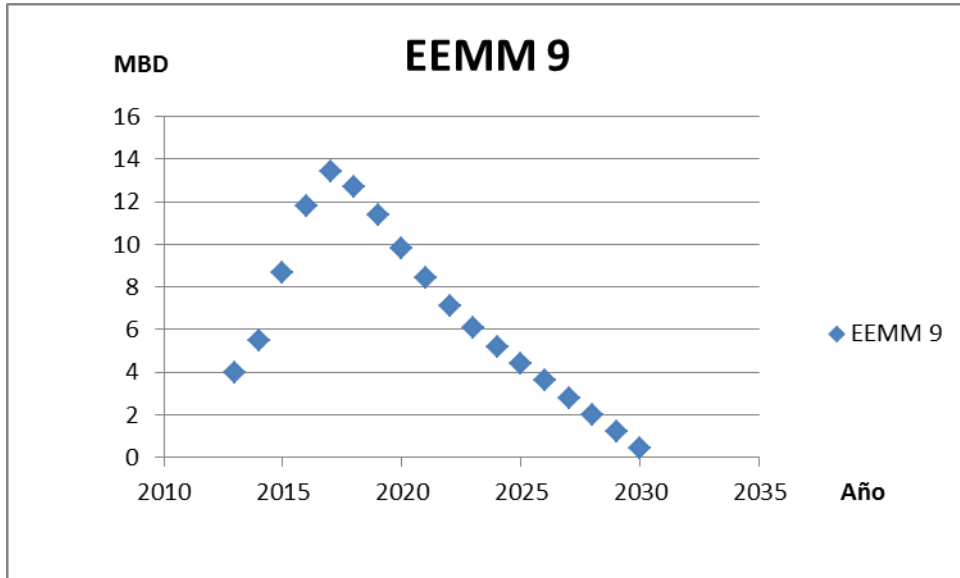


Gráfico 5.9. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 9 (EEMM 9), para el período 2013 – 2030.

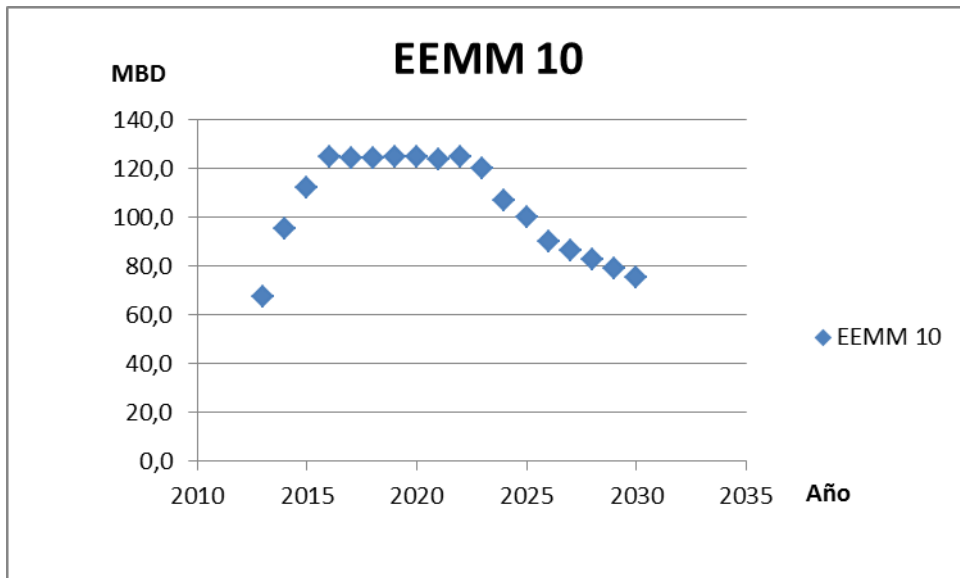


Gráfico 5.10. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 10 (EEMM 10), para el período 2013 – 2030.

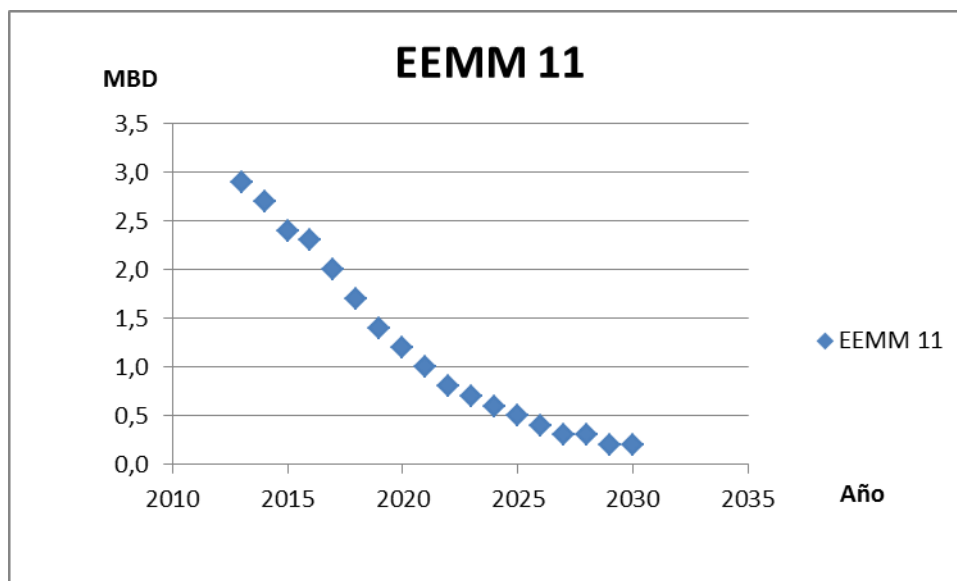


Gráfico 5.11. Comportamiento planificado de la producción de la Empresa Mixta 11 (EEMM 11), para el período 2013 – 2030.

V.1.2 Planes de Inversión.

De acuerdo con el incremento previsto de la producción, PDVSA realizó inversiones que le permite contar con la infraestructura necesaria para el manejo de dicha producción. Todas las inversiones en infraestructura que se menciona a continuación, fueron realizadas con capital de PDVSA, y se estima estén en funcionamiento el 1 de Enero de 2013.

Para el Patio de Tanques A:

- Construcción de 8 nuevos tanques de 250 MBL de capacidad operacional, junto con su sistema de bombas, el costo de dichos equipos fue de 121,3 MM\$.
- Construcción de oleoducto de 42" x 160 kms con una capacidad de 720 MBD, que conecte el Patio de Tanques con los Terminales de Embarque, tuvo una inversión de 509,1 MM\$.

Para el Patio de Tanques B:

- Construcción de 4 nuevos tanques de 350 MBL de capacidad operacional, cuyo costo fue de 97, 3 MM\$.
- El incremento de la capacidad de bombeo por oleoducto de 36” con una inversión de 140 MM\$.
- Construcción de oleoducto de 42” x 151,5 kms con una capacidad de 550 MBD, que conecta el Patio de Tanques B con el Patio de Tanques A, con una inversión de 488 MM\$.

V.1.3 Plan de Producción por Segregación 2013 – 2030.

De acuerdo con cada una de las segregaciones manejadas en el Patio de Tanques A, las **tablas 5.1, 5.2 y 5.3**, muestran la variación del volumen de cada una de las segregaciones producidas por las Empresas Mixtas, comparándolas también con la capacidad actual de almacenaje, a fin de establecer si requieren de la nueva infraestructura para su manejo, todo esto partiendo de la premisa que para el almacenamiento se debe contar en todo momento con una autonomía mínima de 2,5 días de almacenaje.

Tabla 5.1 Plan de Producción de Merrey O.

Plan de Producción de Merrey O Período 2013 - 2030 .																		
EEIMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	49,4	42,4	36,8	30,0	24,9	21,7	19,5	17,9	16,7	15,6	14,4	13,2	12,4	11,7	11,1	10,3	9,3	8,1
2	37,8	41,9	41,0	38,4	34,9	31,7	27,6	23,9	22,5	21,0	19,4	17,7	16,7	14,8	13,5	12,6	11,0	9,2
3	3,5	4,0	3,9	3,7	3,7	3,2	2,5	1,8	1,3	1,0	0,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	9,5	8,2	7,7	7,7	8,1	8,4	8,6	8,6	8,8	8,8	8,5	8,5	8,3	7,8	7,5	7,3	6,9	6,6
11	1,9	2,0	2,0	1,6	1,6	1,6	2,1	2,6	2,1	1,5	1,3	1,2	0,9	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4
Total Merrey O (MBD)	102,2	98,5	90,4	81,4	73,2	66,6	60,4	54,8	51,3	47,8	44,3	41,1	38,6	35,2	32,8	30,8	27,7	24,3
Vol. Almacenamiento Actual (MB)	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6	277,6
Autonomía (DIAS)	2,7	2,8	3,1	3,4	3,8	4,2	4,6	5,1	5,4	5,8	6,3	6,8	7,2	7,9	8,5	9,0	10,0	11,4

Tabla 5.2 Plan de Producción de Diluyente.

Plan de Producción de Diluyente Período 2013 - 2030 .																		
EEMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4	9,3	10,5	10,1	9,0	7,9	7,2	6,4	5,8	5,5	5,2	4,8	4,5	4,2	3,5	3,0	2,6	2,2	1,9
5	4,6	4,7	4,9	5,1	4,8	3,9	3,0	2,4	2,1	1,6	1,2	0,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
6	11,0	14,8	15,4	14,5	13,7	12,0	10,7	9,4	8,6	6,9	5,8	4,2	2,7	1,2	0,6	0,4	0,2	0,2
7	36,2	49,8	58,0	60,1	59,7	55,8	51,0	45,6	39,9	34,9	29,9	25,3	21,2	17,8	15,0	12,6	10,6	8,9
8	8,4	10,4	12,4	14,1	14,1	11,8	9,6	7,8	6,3	5,2	4,2	3,4	2,7	2,0	1,3	0,6	0,4	0,2
9	4,0	5,5	8,7	11,8	13,4	12,7	11,4	9,8	8,4	7,1	6,1	5,2	4,4	3,6	2,8	2,0	1,2	0,4
11	2,0	2,9	4,0	5,3	6,3	7,3	7,0	6,2	6,0	5,6	5,3	4,6	3,9	3,3	2,8	2,3	1,9	1,6
Total Diluyente (MBD)	75,6	98,5	113,5	119,9	119,9	110,7	99,1	87,0	76,8	66,5	57,3	48,0	39,7	31,7	25,7	20,6	16,7	13,5
Vol. Almacenamiento Actual (MB)	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Autonomía (DIAS)	2,9	2,2	1,9	1,8	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,3	3,8	4,5	5,5	6,8	8,4	10,5	13,0	16,1

Tabla 5.3 Plan de Producción de Merrey M.

Plan de Producción de Merrey M Período 2013 - 2030 .																			
	EEMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total Merrey Morichal (MBD)	10	67,5	95,3	112,2	124,6	124,1	124,1	124,8	124,8	124,0	124,7	120,1	106,7	99,9	90,1	86,4	82,7	79,0	75,3
Vol. Almacenamiento Actual (MB)		113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1
Autonomía (DIAS)		1,7	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5

De acuerdo con las tablas anteriores, se evidencia que para el almacenamiento tanto de Diluyente como para el de Merrey M, es necesario contar con la nueva infraestructura para almacenaje.

El periodo en estudio comprende 17 años, período en el cual la infraestructura utilizada actualmente habrá cumplido su vida útil, sin embargo realizando un mantenimiento mayor que implique la sustitución de componentes ésta podría seguirse utilizando. Tomando en cuenta que PDVSA debe garantizar el manejo de la producción, se deberá hacer uso de la nueva infraestructura, en tal sentido todas las Empresas Mixtas que comprenden el estudio, son tomadas en cuenta para determinar los flujos de cajas por conceptos de pago de inversiones y mantenimientos a efectuarse de esta nueva infraestructura.

Para el almacenamiento de crudo, se utilizarán 4 tanques nuevos para almacenaje de Merrey M, 2 tanques para almacenaje de Diluyente y 2 tanques para almacenaje de Merrey O.

V.1.4 Planes de Mantenimiento de Nueva Infraestructura.

La **tabla 5.4** muestra el mantenimiento mínimo general aplicado en un año, para ocho tanques de 250 MBL, que conforman parte de la infraestructura del Patio de Tanques A.

Tabla 5.4 Plan de Mantenimiento Preventivo de para Tanques.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE OCHO TANQUES DE 250 MBLs										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpezas de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	8	90	4	16	64	512	170.782,72
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	8	180	2	12	24	192	64.043,52
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	8	90	4	360	1440	11520	3.842.611,20
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	8	90	4	10	40	320	106.739,20
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	8	180	2	4	8	64	21.347,84
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	8	180	2	4	8	64	21.347,84
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	168	5	8	365	1	840	840	6720	2.241.523,20
Limpeza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	8	180	2	12	24	192	64.043,52
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	8	7	52	4	208	1664	555.043,84
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o apemadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	8	90	4	4	16	128	42.695,68
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	8	90	4	4	16	128	42.695,68
Ajuste de uniones roscadas y/o apemadas	Nivel 2	3	5	8	90	4	15	60	480	160.108,80
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	8	90	4	6	24	192	64.043,52
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	8	90	4	6	24	192	64.043,52
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	8	7	52	4	208	1664	555.043,84
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	8	180	2	24	48	384	128.087,04
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	8	180	2	12	24	192	64.043,52
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	8	365	1	40	40	320	106.739,20
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	8	365	1	6	6	48	16.010,88
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	8	180	2	6	12	96	32.021,76
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	8	180	2	6	12	96	32.021,76
Calibración de lectores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	8	180	2	6	12	96	32.021,76
										Total Bs 8.427.059,84
										Total \$ 1.959.781,36

Tabla 5.6 Plan Mantenimiento Preventivo de Bombas Booster.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DE CUATRO BOMBAS BOOSTER PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE CRUDO MEREY										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Inspección visual para detectar condiciones anormales de funcionamiento (ruidos, fugas, niveles)	Nivel 1	1	1	4	1	365	1	365	1095	365.248,20
Inspección visual de condiciones de instrumentación (transmisores e interruptores)	Nivel 1	1	1	4	1	365	1	365	1095	365.248,20
Registro de parámetros operacionales	Nivel 1	1	1	4	7	52	1	52	156	52.035,36
Reacondicionamiento de avisos	Nivel 1	1	2	4	90	4	2	8	24	8.005,44
Limpieza del equipo y areas adyacentes	Nivel 2	2	3	4	30	12	6	72	216	72.048,96
Limpieza de filtros de succión	Nivel 2	1	2	4	30	12	2	24	72	24.016,32
Limpieza de sistema de lubricación del plan API de sellos mecánicos	Nivel 2	3	2	4	60	6	6	36	108	36.024,48
Inspección visual revisión del acople	Nivel 2	1	1	4	90	4	1	4	12	4.002,72
Reemplazo de aceite lubricante motor - bomba	Nivel 2	3	3	4	90	4	9	36	108	36.024,48
Revisión de apriete en base de bomba / tornillería de acople / conexiones en general	Nivel 2	5	3	4	180	2	15	30	90	30.020,40
Reemplazo de filtros del sistema de lubricación	Nivel 2	5	3	4	180	2	15	30	90	30.020,40
Manómetros calibración, ajuste / limpieza externa	Nivel 2	2	2	4	60	6	4	24	72	24.016,32
Transmisores e interruptores / ajuste de conexiones / prueba de lazo de comunicación / revisión de calibración y ajuste	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	48	16.010,88
Actuadores electricos de válvulas / ajuste de conexiones / limpieza interna / reemplazo de baterías / reemplazo de sellos y lubricantes	Nivel 2	4	2	4	90	4	8	32	96	32.021,76
Limpieza de filtros de motor / sistema de ventilación	Nivel 2	6	2	4	90	4	12	48	144	48.032,64
Reapriete y limpieza de conexiones del motor	Nivel 2	6	2	4	180	2	12	24	72	24.016,32
Engrase de válvulas de succión y descarga	Nivel 2	4	2	4	60	6	8	48	144	48.032,64
Reemplazo de sello mecánico	Nivel 4	8	3	4	365	1	24	24	72	24.016,32
Inspección / reemplazo de chavetas de ejes / acople	Nivel 4	8	3	4	365	1	24	24	72	24.016,32
Pintura del conjunto motor bomba	Nivel 4	8	2	4	365	1	16	16	48	16.010,88
Reemplazo de estoperas y tuerca de arrastre de válvulas	Nivel 4	8	3	4	365	1	24	24	72	24.016,32
									Total Bs	1.302.885,36
									Total \$	302.996,60

Las **tablas 5.7 y 5.8** presentadas a continuación, muestran el costo por actividad de mantenimiento preventivo general para un año, de dos nuevos oleoductos de 42” cada uno.

Tabla 5.7 Mantenimiento Preventivo de Oleoducto de 42" PTA – Terminales.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL OLEODUCTO DE 42"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	8.464.000,00	16.928.000,00
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	14.623,20
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	17.142.062,88
			Total \$	3.986.526,25

- **Patio de Tanques B**

Tabla 5.8 Mantenimiento Preventivo de Oleoducto de 42" PTB – PTA.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL OLEODUCTO DE 42"				
Descripción de Actividades	Ejecutor	Frecuencia	Costo por Actividad	Total Bs
Recorrido de la tubería	OPERACIONES	DIARIA	480	126.720,00
Inspección del aérea	OPERACIONES	MENSUAL	5.590,00	67.080,00
Desmalezamiento	MTTO MAYOR	SEMESTRAL	8.464.000,00	16.928.000,00
Mantenimiento de válvulas y accesorios (por válvula)	MTTO. OPERACIONAL	ANUAL	365,58	14.623,20
Inspección en cruces de Ríos	ING. MANTENIMIENTO	ANUAL	5.639,68	5.639,68
			Total BS	17.142.062,88
			Total \$	3.986.526,25

La **tabla 5.9** muestra el costo por actividad de mantenimiento mínimo general aplicado en un año, para cuatro tanques de 350 MBL, que conforman parte de la infraestructura del Patio de Tanques B.

Tabla 5.9 Plan de Mantenimiento Preventivo de Tanques de PTB.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE CUATRO TANQUES DE 350 MBLs										
Descripcion de Actividades	Nivel de Mantenimiento	Duracion (horas)	Cantidad de Ejecutores	Cantidad de Equipos	Frecuencia (CICLO) (D)	Nro de Act x Año	Total Horas Hombre x Actividad	Total Horas Hombre x Equipo x Año	Total Horas Hombre x Sistema x Año	Total Bs
Limpezas de tanquillas del sistema de drenaje	Nivel 1	8	2	4	90	4	16	64	256	85.391,36
Reemplazo de bombillos	Nivel 1	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Corte de maleza y aplicación de herbicida	Nivel 1	72	5	4	90	4	360	1440	5760	1.921.305,60
Verificación de operatividad del medidor de nivel	Nivel 1	5	2	4	90	4	10	40	160	53.369,60
Verificación de operatividad de baterías de las bombas de sistemas contra incendios	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Condición general del muro de contención	Nivel 1	2	2	4	180	2	4	8	32	10.673,92
Reacondicionamiento de pintura y avisos	Nivel 1	240	5	4	365	1	1200	1200	4800	1.601.088,00
Limpeza ó reemplazo de elementos y/o ajustes de válvula de presión de vacío	Nivel 2	4	3	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Registros de parámetros operacionales (temperatura y nivel del fluido)	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección visual externa para detección de fugas, filtraciones a través de uniones soldadas y/o aperadas (Piso, cuerpo, techo, válvulas e instrumentos), y deterioro físico en estructuras metálicas (techo, cuerpo, escalera y accesorios)	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Detección de vibración anormal en estructuras, tuberías (entrada y salida) y desgasificador	Nivel 2	2	2	4	90	4	4	16	64	21.347,84
Ajuste de uniones roscadas y/o aperadas	Nivel 2	3	5	4	90	4	15	60	240	80.054,40
Prueba del sistema contraincendio y/o espuma y condición de los hidrantes	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Lubricación y engrase de las válvulas	Nivel 2	2	3	4	90	4	6	24	96	32.021,76
Drenaje de trampas	Nivel 2	2	2	4	7	52	4	208	832	277.521,92
Inspección especializada con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, tintes penetrantes, partículas magnéticas u otra aplicable) para identificación de discontinuidades	Nivel 3	8	3	2	180	2	24	48	96	32.021,76
Registro de potenciales de protección catódica	Nivel 3	6	2	4	180	2	12	24	96	32.021,76
Reemplazo o reacondicionamiento de válvulas (bloqueo, retención y prevención de vacío) y/o componentes (pernos, tuercas, vástagos, etc)	Nivel 3	8	5	4	365	1	40	40	160	53.369,60
Inspecciones de los pontones y sellos primario y secundario de tanques con techo flotante	Nivel 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medición y verificación integral de las conexiones del sistema de aterramiento	Nivel 3	2	3	4	365	1	6	6	24	8.005,44
Reemplazo de válvula y tubería del sistema de medición de nivel de fluido	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración y/o ajuste de sistema de control de nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
Calibración de transmisores de temperatura, presión y nivel	Nivel 3	2	3	4	180	2	6	12	48	16.010,88
									Total Bs	4.661.834,56
									Total \$	1.084.147,57

V.1.4.1 Costos por Mantenimiento en base al 100 %.

La **tabla 5.10**, muestra los costos por mantenimiento preventivo general de cada uno de los componentes de la nueva infraestructura.

Tabla 5.10 Costos con base al 100%, por el mantenimiento preventivo general anual.

Costo por Mantenimiento General		
Actividad	Costo Bs	Costo en \$
Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento (PTA)	26.090.199,47	6.067.488,25
Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento (PTB)	15.539.448,53	3.613.825,24
Mantenimiento de Oleoducto de 42" (PTA - Terminales)	17.142.082,88	3.986.530,90
Mantenimiento de Oleoducto de 42" (PTB - PTA)	17.142.082,88	3.986.530,90
Mantenimiento de Bombas Booster	4.342.941,20	1.009.986,33
Mantenimiento de Bombas Principales	4.796.992,80	1.115.579,72

V.1.5 Estimación del Presupuesto Tarifario por cada Empresa Mixta de acuerdo con el Plan de Producción 2013 – 2030.

De acuerdo con el plan de producción previsto para cada una de la Empresas Mixtas en estudio, y considerando las inversiones realizadas por PDVSA para el manejo y transporte de crudo, se procedió a estimar cuanto corresponde pagar por parte de cada una de las Empresas por el uso de cada una de las instalaciones, igualmente se calculó con base en el porcentaje ocupacional. Por otra parte, debido a que no se puede conocer con exactitud como se realizará el manejo de crudo por cada Empresa, es decir, que capacidad de la infraestructura (nueva y existente) se esté usando. Para la elaboración de la presente propuesta se asumió un volumen operacional total que incluye tanto la nueva infraestructura como la existente, dependiendo del tipo de segregación que se esté evaluando.

Por otra parte, se hizo el estudio de un escenario de producción, el cual consiste en hacer fluir la mitad de la producción por la infraestructura ya existente, y la otra mitad por la nueva infraestructura. Esto con el propósito determinar el impacto estimado para PDVSA en el período 2013 – 2030, se tomó como base el costo por manejo de 0,92 \$/bbl reportado en el año 2011, vale destacar que esta propuesta debe ser modificada año a año ajustando el costo por manejo, el porcentaje ocupacional de uso de cada infraestructura de acuerdo con los requerimientos operacionales de cada año y todos los posibles cambios inflacionarios reflejados en los costos de mantenimiento.

Tabla 5.11 Estimación del Presupuesto Tarifario 2013 - 2030 (\$).

EEMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	17.368.025,64	14.906.969,38	12.586.544,90	10.547.383,99	8.754.328,72	7.629.274,42	6.855.799,60	6.293.272,45	5.871.377,09	5.484.639,68	5.062.744,32	4.640.848,96	4.359.585,38	4.113.479,76	3.902.532,08	3.621.268,50	3.269.689,04	2.847.793,68
2	13.590.956,60	15.065.107,98	14.741.513,78	13.806.686,07	12.548.264,17	11.397.706,99	9.923.555,62	8.593.223,88	8.089.855,12	7.550.531,45	6.975.252,86	6.364.019,36	6.004.470,25	5.321.326,92	4.853.913,07	4.530.318,87	3.955.040,28	3.307.851,87
3	1.258.421,91	1.438.196,47	1.402.241,55	1.330.331,73	1.330.331,73	1.150.557,17	898.872,79	647.188,41	467.413,85	359.549,12	251.684,38	179.774,56	107.864,73	35.954,91	35.954,91	35.954,91	35.954,91	35.954,91
4	6.981.452,95	6.874.206,35	6.583.199,40	6.170.862,84	5.925.709,43	5.759.870,87	5.541.374,48	5.299.391,63	5.251.442,66	5.155.314,27	4.891.397,01	4.784.353,73	4.572.990,11	4.139.074,43	3.860.907,24	3.614.459,62	3.293.209,86	3.126.535,31
5	1.618.182,93	1.653.360,82	1.723.716,60	1.794.072,38	1.688.538,71	1.371.937,70	1.055.336,69	844.269,36	738.735,69	562.846,24	422.134,68	281.423,12	211.067,34	140.711,56	70.355,78	70.355,78	70.355,78	70.355,78
6	3.869.567,88	5.206.327,69	5.417.395,03	5.100.794,02	4.819.370,90	4.221.346,78	3.764.034,21	3.306.721,64	3.025.298,52	2.427.274,40	2.040.317,61	1.477.471,37	949.803,03	422.134,68	211.067,34	140.711,56	70.355,78	70.355,78
7	12.693.240,71	17.461.428,84	20.333.603,86	21.067.440,09	20.926.075,28	19.557.730,50	17.874.907,82	15.981.997,69	13.984.860,41	12.231.355,32	10.478.830,12	8.865.546,64	7.427.499,35	6.234.554,08	5.253.166,10	4.412.489,67	3.711.871,55	3.116.623,78
8	2.954.942,74	3.658.500,54	4.362.058,34	4.960.082,46	4.960.082,46	4.150.991,00	3.377.077,42	2.743.875,41	2.216.207,06	1.829.250,27	1.477.471,37	1.196.048,25	949.803,03	703.557,80	457.312,57	211.067,34	140.711,56	70.355,78
9	1.494.869,53	2.055.445,61	3.251.341,23	4.409.865,12	5.007.812,93	4.746.210,77	4.260.378,17	3.662.430,35	3.139.226,02	2.653.393,42	2.279.676,04	1.943.330,39	1.644.356,49	1.345.382,58	1.046.408,67	747.434,77	448.460,86	149.486,95
10	24.987.283,14	35.278.341,97	41.534.417,30	46.124.673,76	45.939.582,78	45.939.582,78	46.198.710,16	46.198.710,16	45.902.564,58	46.161.691,96	44.458.854,89	39.498.416,46	36.981.179,04	33.353.395,71	31.983.722,42	30.614.049,12	29.244.375,82	27.874.702,52
11	1.605.874,76	1.919.210,06	2.315.766,51	2.663.477,93	2.970.959,75	3.335.826,48	3.441.972,04	3.311.844,26	3.031.168,51	2.657.627,52	2.483.205,84	2.175.930,24	1.817.900,33	1.513.853,69	1.289.774,91	1.074.878,74	904.213,43	767.474,11

La **tabla 5.11**, muestra la propuesta tarifaria para cada una de las Empresas Mixtas de acuerdo con el escenario planteado, todo ello tomando en cuenta las premisas ya mencionadas.

Los **gráficos 5.12, 5.13, 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, 5.18, 5.19, 5.20, 5.21 y 5.22**, muestran la propuesta tarifaria de manera particular por cada Empresa Mixta, para el período 2013 – 2030.

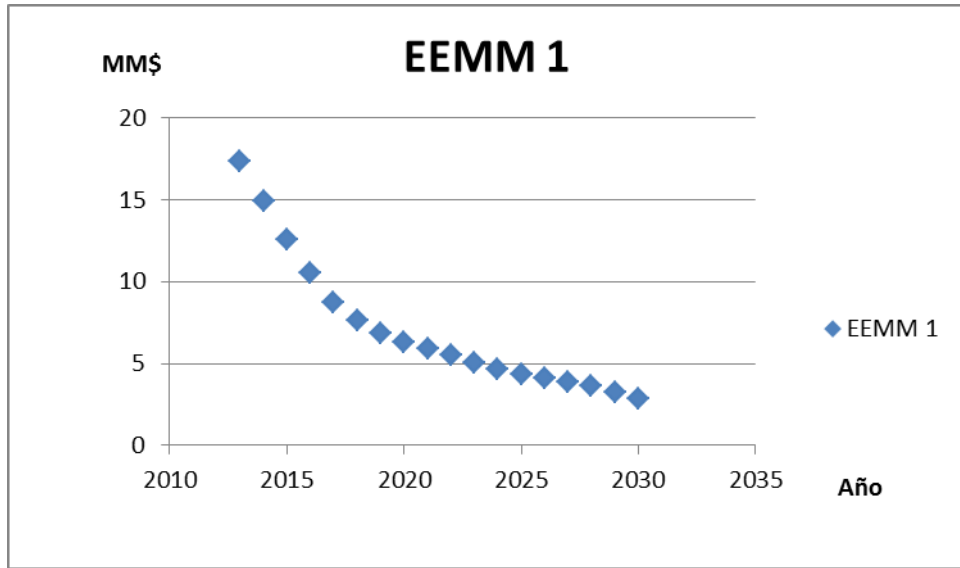


Gráfico 5.12. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), en el período 2013 – 2030.

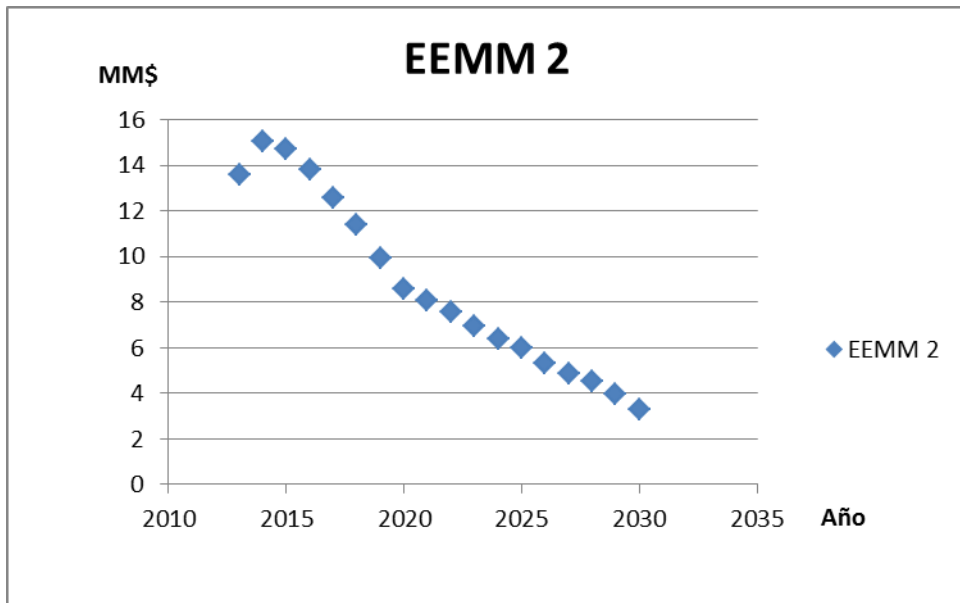


Gráfico 5.13. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), en el período 2013 – 2030.

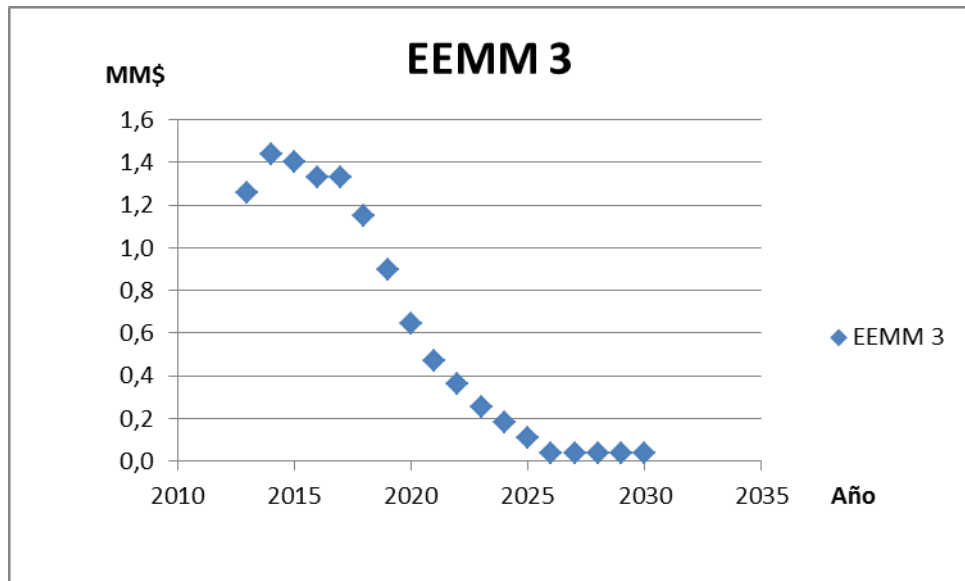


Gráfico 5.14. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), en el período 2013 – 2030.

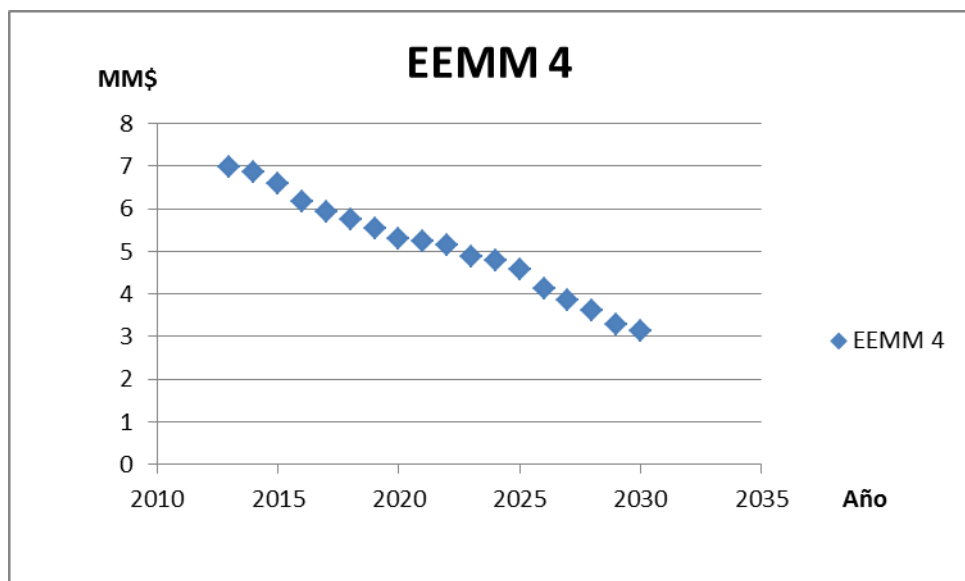


Gráfico 5.15. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), en el período 2013 – 2030.

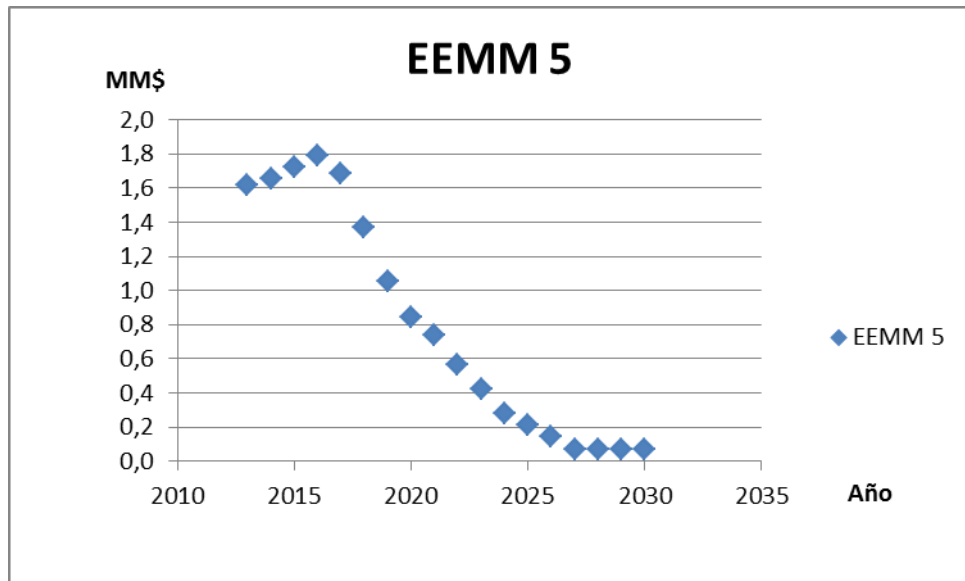


Gráfico 5.16. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), en el período 2013 – 2030.

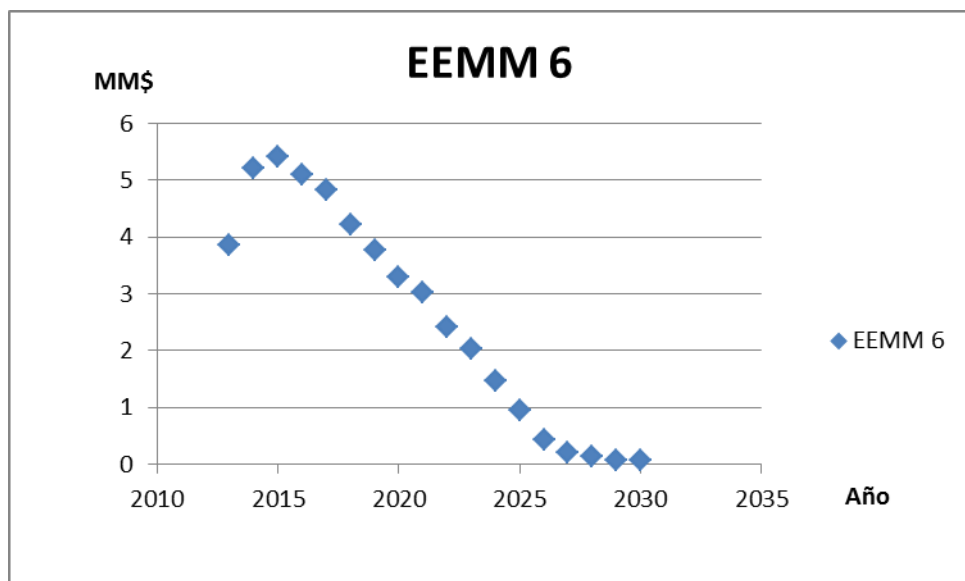


Gráfico 5.17. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), en el período 2013 – 2030.

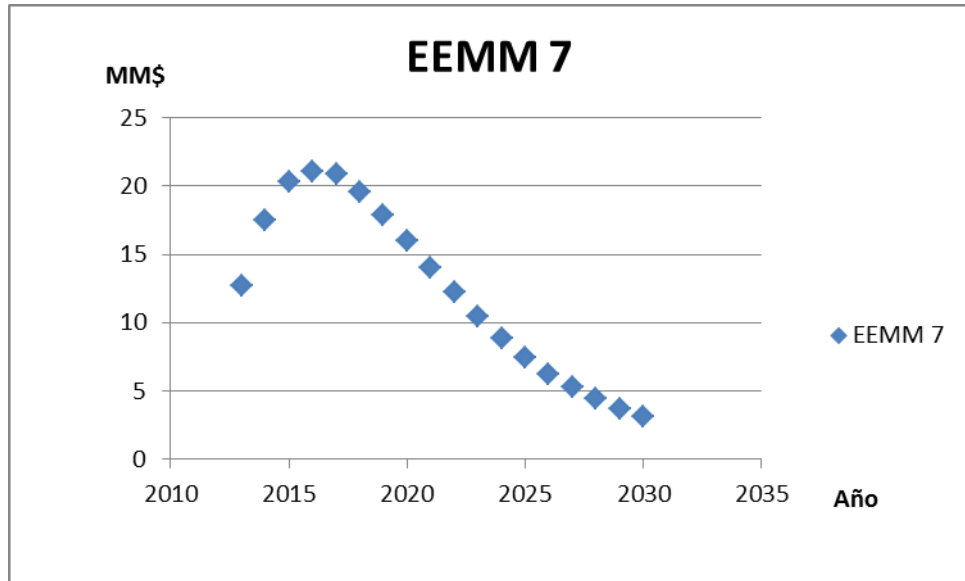


Gráfico 5.18. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), en el período 2013 – 2030.

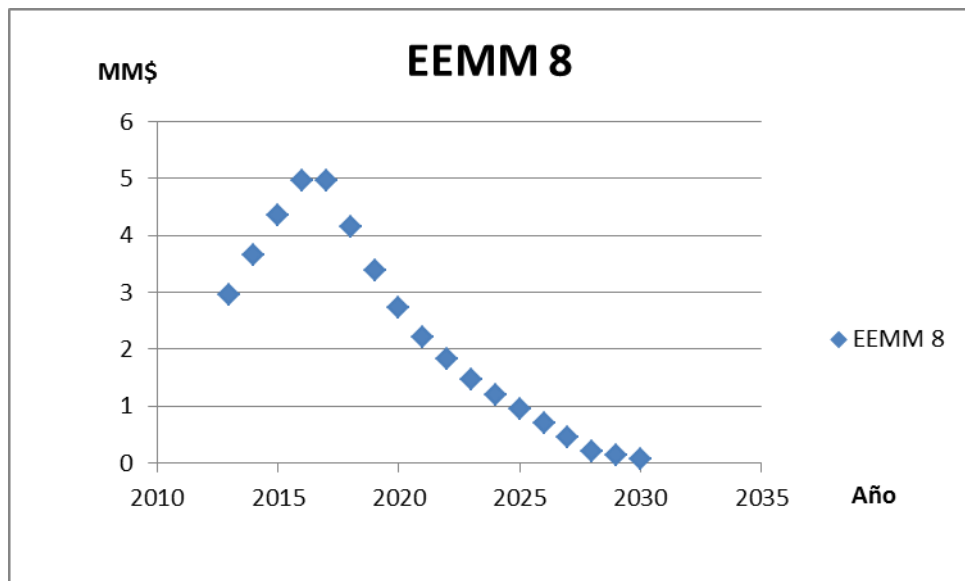


Gráfico 5.19. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), en el período 2013 – 2030.

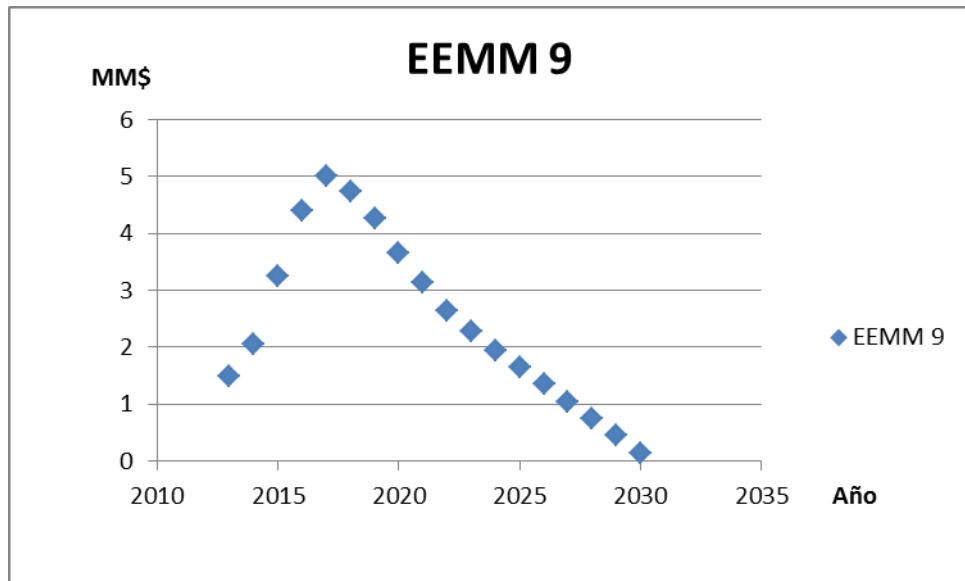


Gráfico 5.20. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 9 (EEMM 9), en el período 2013 – 2030.

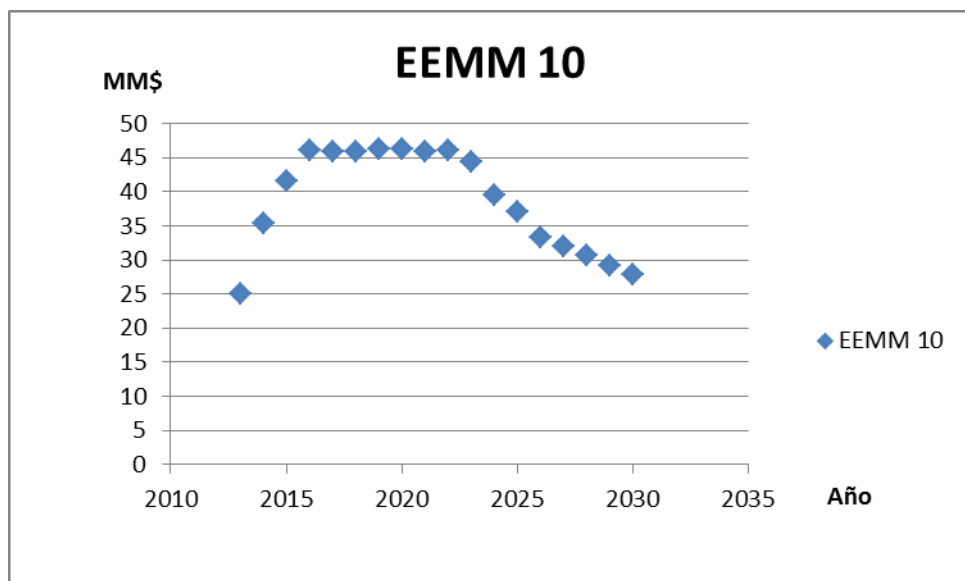


Gráfico 5.21. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 10 (EEMM 10), en el período 2013 – 2030.

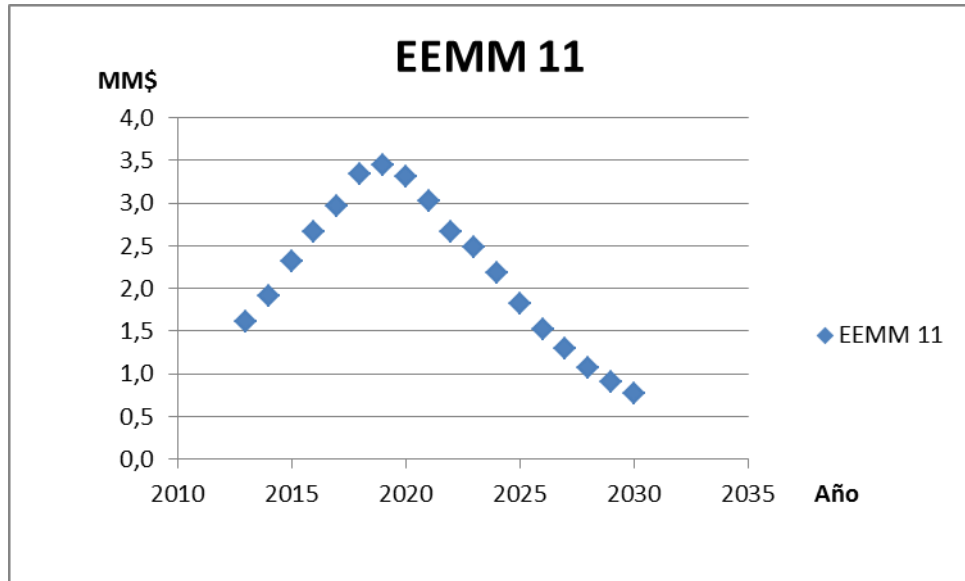


Gráfico 5.22. Propuesta tarifaria para la Empresa Mixta 11 (EEMM 11), en el período 2013 – 2030.

Tabla 5.12 Estimación del Ajuste por Costo de Comercialización 2013 - 2030 (\$).

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE ACUERDO CON EL AJUSTE DE COSTO POR COMERCIALIZACIÓN PARA CADA EMPRESA MIXTA EN EL PERÍODO 2013 - 2030. (\$)																		
EEMM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	10.457.961,07	8.976.063,75	7.578.846,28	6.350.988,50	5.271.320,46	4.593.881,68	4.128.142,53	3.789.423,14	3.535.383,60	3.302.514,02	3.048.474,48	2.794.434,94	2.625.075,25	2.476.885,52	2.349.865,75	2.180.506,05	1.968.806,44	1.714.766,90
2	10.668.513,42	11.825.680,22	11.571.667,99	10.837.854,90	9.850.029,58	8.946.875,01	7.789.708,21	6.745.435,73	6.350.305,61	5.926.951,90	5.475.374,61	4.995.573,74	4.713.337,94	4.177.089,91	3.810.183,36	3.556.171,14	3.104.593,85	2.596.569,40
3	987.825,32	1.128.943,22	1.100.719,64	1.044.272,48	1.044.272,48	903.154,58	705.589,51	508.024,45	366.906,55	282.235,80	197.565,06	141.117,90	84.670,74	28.223,58	28.223,58	28.223,58	28.223,58	28.223,58
4	4.609.505,89	4.568.812,16	4.336.178,16	4.051.500,97	3.856.756,01	3.742.525,11	3.592.978,06	3.435.612,12	3.407.635,80	3.334.693,36	3.169.987,60	3.097.045,16	2.973.396,07	2.696.522,27	2.501.761,83	2.359.539,12	2.172.350,30	2.026.218,15
5	973.802,37	994.971,99	1.037.311,22	1.079.650,45	1.016.141,60	825.615,05	635.088,50	508.070,80	444.561,95	338.713,87	254.035,40	169.356,93	127.017,70	84.678,47	42.339,23	42.339,23	42.339,23	42.339,23
6	2.328.657,84	3.133.103,28	3.260.120,98	3.069.594,43	2.900.237,49	2.540.354,01	2.265.148,99	1.989.943,97	1.820.587,04	1.460.703,56	1.227.837,77	889.123,90	571.579,65	254.035,40	127.017,70	84.678,47	42.339,23	42.339,23
7	7.663.401,26	10.542.469,14	12.278.377,72	12.722.939,67	12.638.261,20	11.812.646,15	10.796.504,54	9.653.345,24	8.446.677,08	7.388.196,25	6.329.715,41	5.355.913,04	4.487.958,75	3.768.191,78	3.175.442,51	2.667.371,71	2.243.979,38	1.884.095,89
8	1.778.247,81	2.201.640,14	2.625.032,48	2.984.915,96	2.984.915,96	2.498.014,78	2.032.283,21	1.651.230,11	1.333.685,86	1.100.820,07	889.123,90	719.766,97	571.579,65	423.392,34	275.205,02	127.017,70	84.678,47	42.339,23
9	987.818,01	1.357.957,39	2.148.883,54	2.917.035,12	3.314.051,19	3.140.674,08	2.818.728,11	2.422.945,67	2.076.567,06	1.755.121,19	1.507.731,04	1.285.171,74	1.087.404,32	890.057,22	692.132,12	494.207,02	296.281,92	98.962,55
10	22.007.902,67	31.071.898,14	36.582.024,88	40.624.958,11	40.461.936,61	40.461.936,61	40.690.166,71	40.690.166,71	40.429.332,31	40.657.562,41	39.157.764,60	34.788.788,37	32.571.695,95	29.376.474,53	28.170.115,42	26.963.756,31	25.757.397,20	24.551.038,09
11	1.020.796,90	1.235.026,03	1.498.307,07	1.712.767,75	1.901.648,60	2.121.381,97	2.229.106,12	2.180.834,98	1.983.791,42	1.723.838,36	1.609.184,62	1.412.123,91	1.174.058,26	975.890,69	829.883,33	690.024,74	579.577,99	490.911,56

La **tabla 5.12**, muestra la estimación del Ajuste por Costo de Comercialización para cada una de las Empresas Mixtas en el período 2013 – 2030.

Los **gráficos 5.23, 5.24, 5.25, 5.26, 5.27, 5.28, 5.29, 5.31, 5.32 y 5.33**, muestran el Ajuste por Costo de Comercialización para cada una de las Empresas Mixtas, para el período 2013 – 2030.

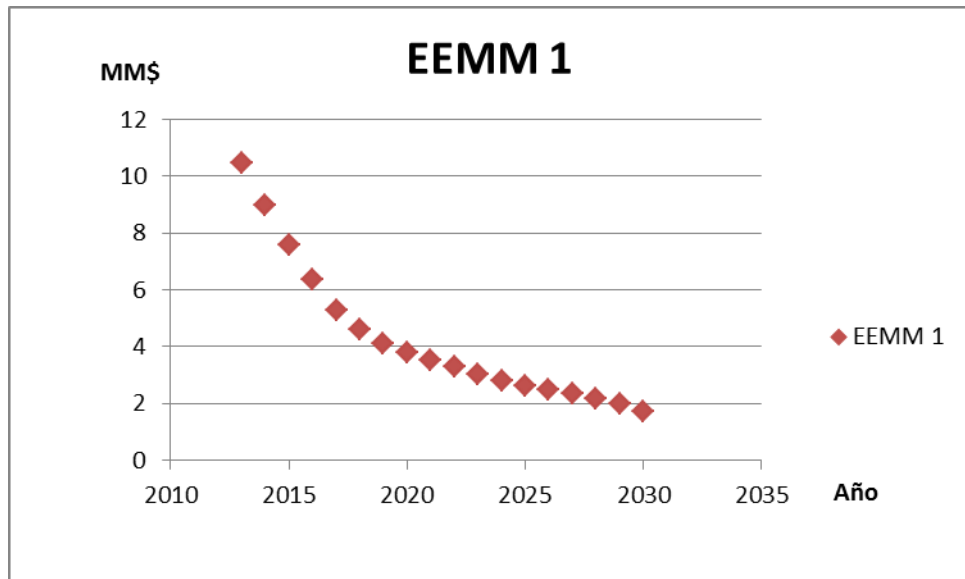


Gráfico 5.23. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 1 (EEMM 1), en el período 2013 – 2030.

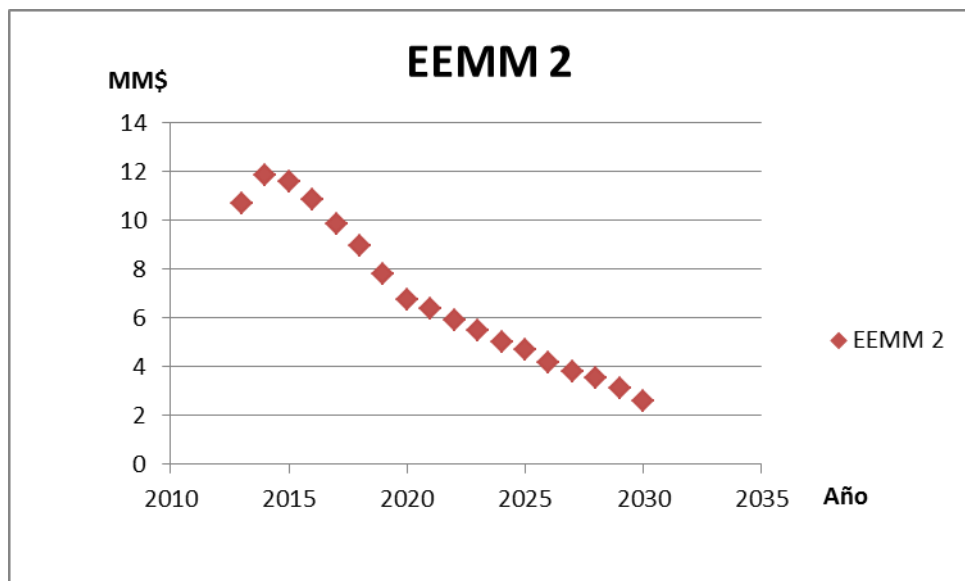


Gráfico 5.24. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 2 (EEMM 2), en el período 2013 – 2030.

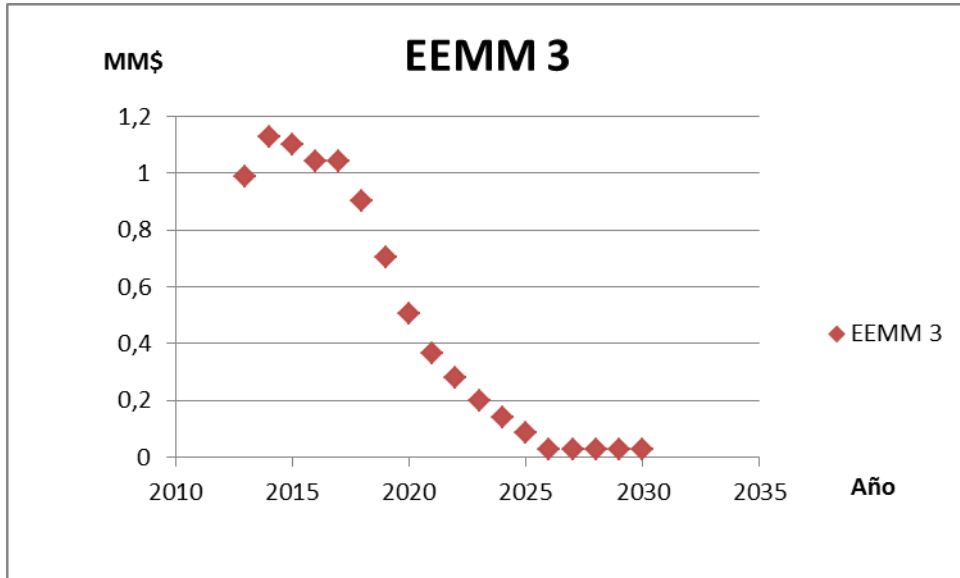


Gráfico 5.25. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 3 (EEMM 3), en el período 2013 – 2030.

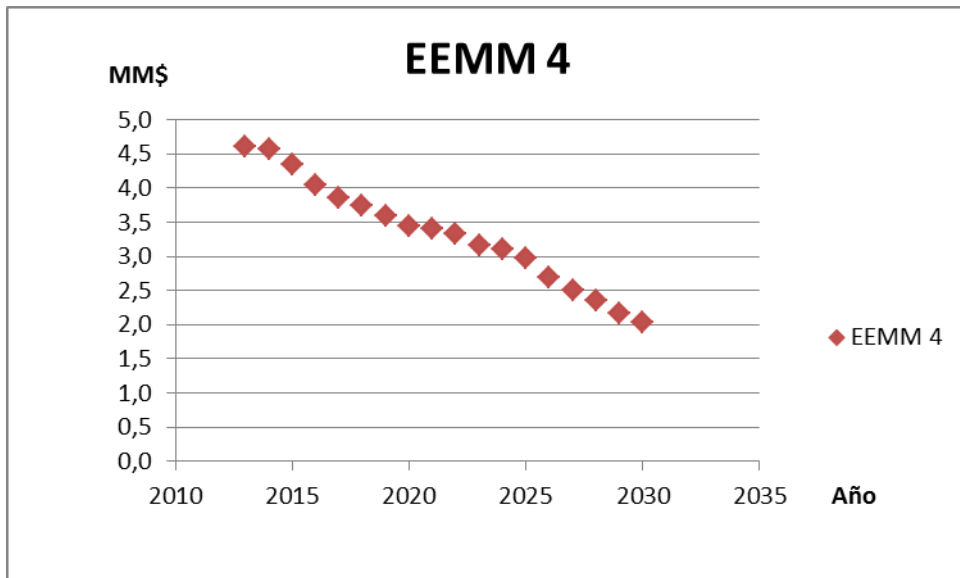


Gráfico 5.26. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 4 (EEMM 4), en el período 2013 – 2030.

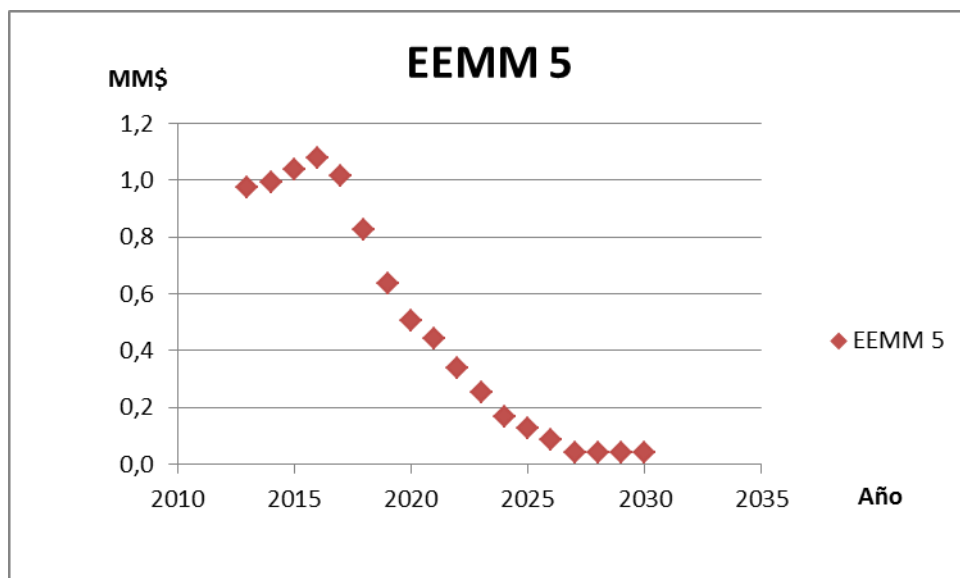


Gráfico 5.27. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 5 (EEMM 5), en el período 2013 – 2030.

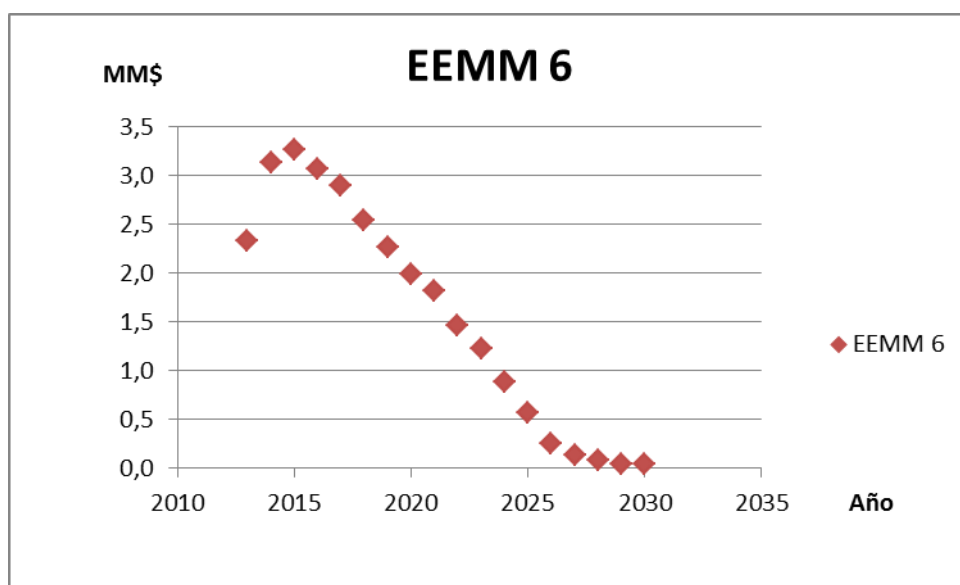


Gráfico 5.28. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 6 (EEMM 6), en el período 2013 – 2030.

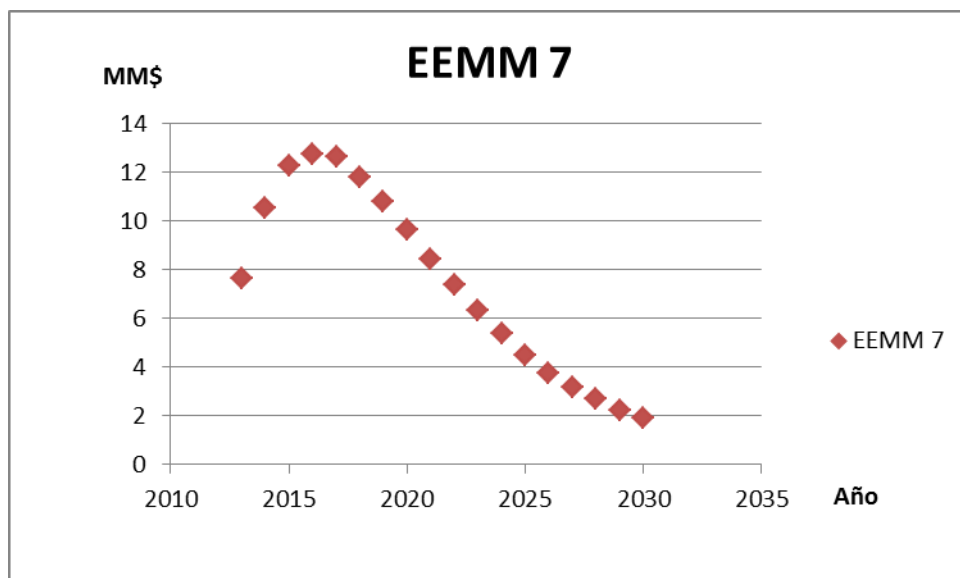


Gráfico 5.29. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 7 (EEMM 7), en el período 2013 – 2030.

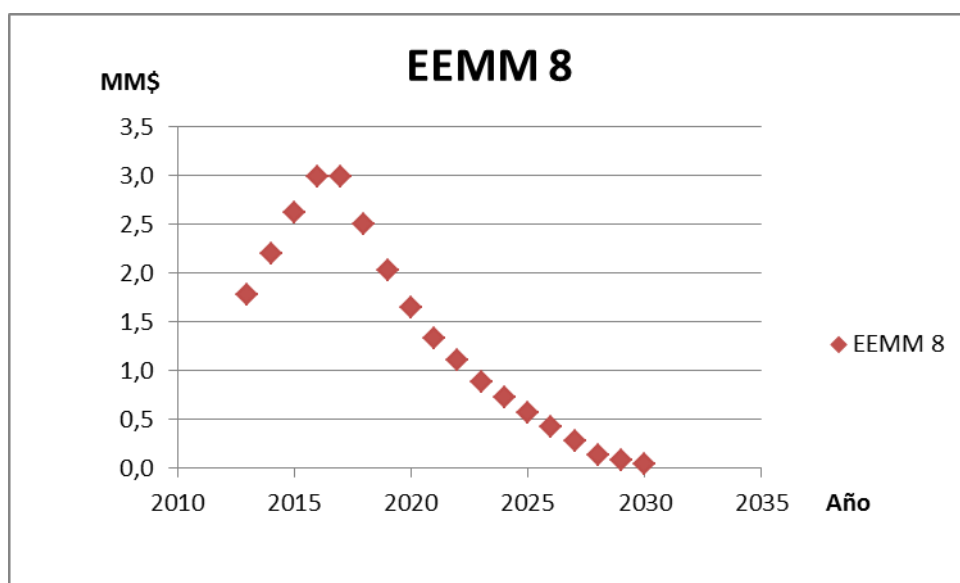


Gráfico 5.30. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 8 (EEMM 8), en el período 2013 – 2030.

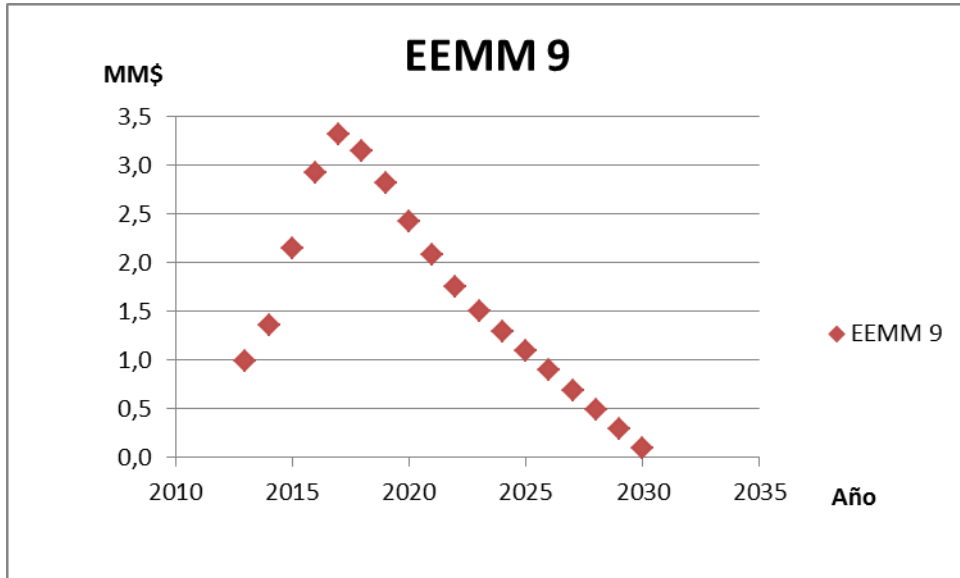


Gráfico 5.31. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 9 (EEMM 9), en el período 2013 – 2030.

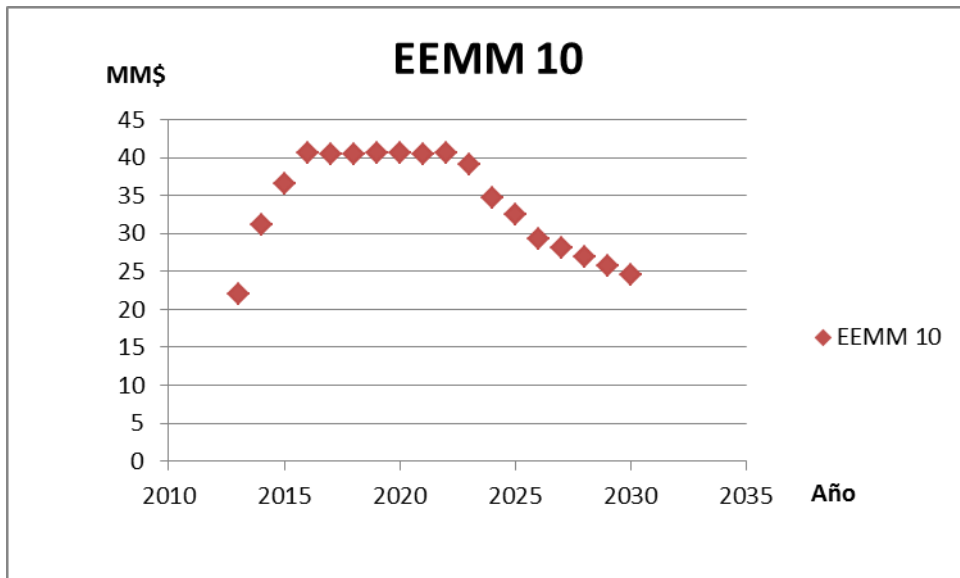


Gráfico 5.32. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 10 (EEMM 10), en el período 2013 – 2030.

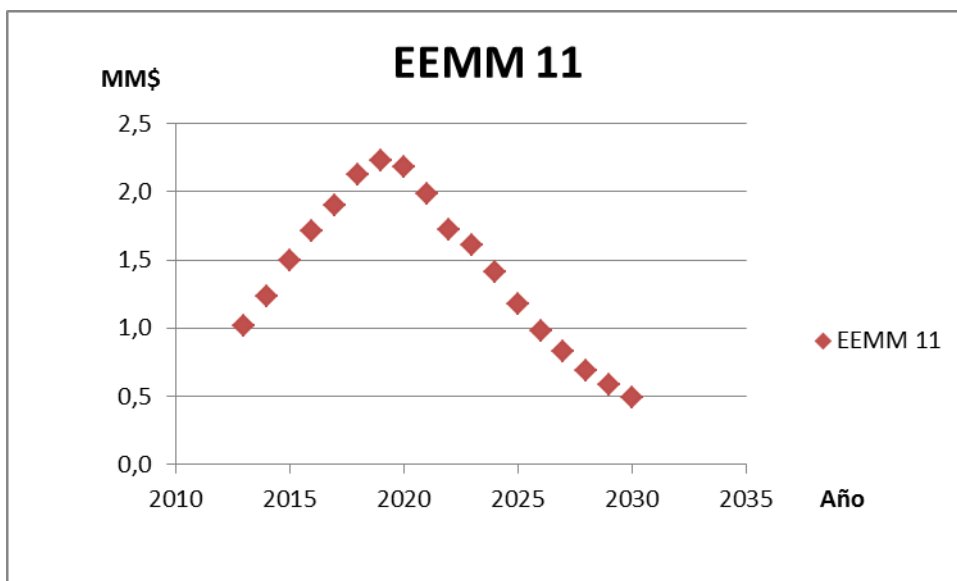


Gráfico 5.33. Ajuste por Costo de Comercialización para la Empresa Mixta 11 (EEMM 11), en el período 2013 – 2030.

El **gráfico 5.34** muestra la contribución por cada Empresa Mixta, de acuerdo con la diferencia existente entre lo que se estima cobrar con base al Ajuste por Costo de Comercialización, y lo estimado teniendo en cuenta todos aquellos gastos reales por mantenimiento de equipos y manejo de crudo, todo ello para el período 2013 – 2030.

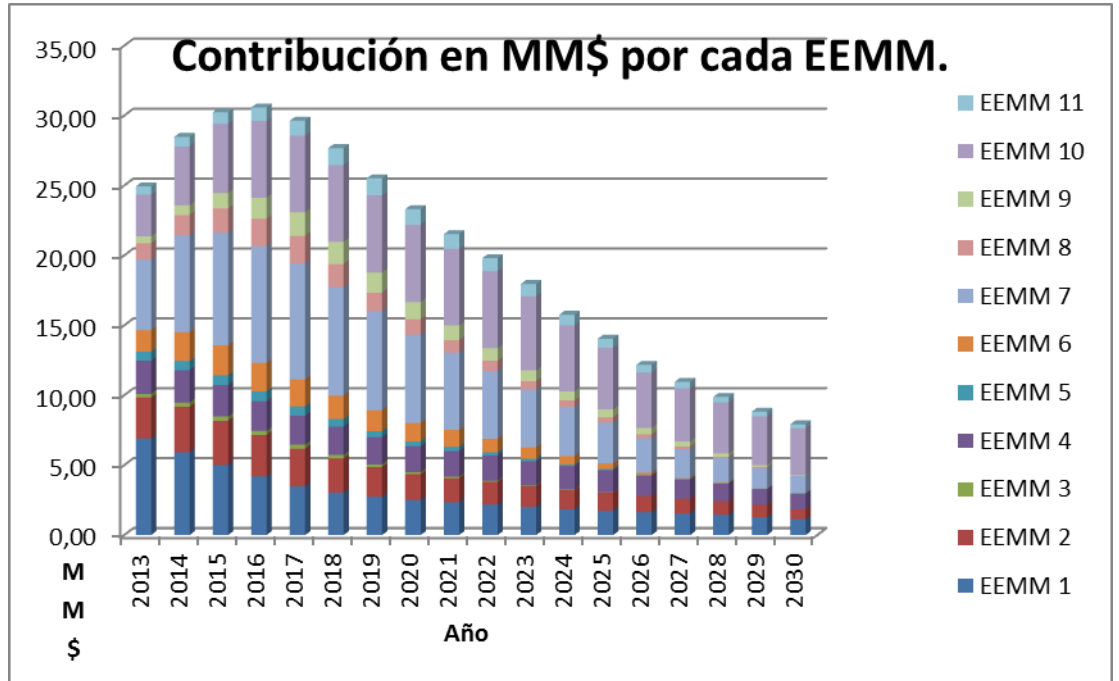


Gráfico 5.34 Contribución de cada Empresa Mixta.

Tabla 5.13 Diferencia entre el Ajuste de Costo por Comercialización y los Costos Reales para PDVSA en el Período 2013 – 2030.

DIFERENCIA TOTAL ENTRE EL AJUSTE DE COSTO POR COMERCIALIZACIÓN VS COSTOS REALES PARA PDVSA EN EL PERÍODO 2013 - 2030 (\$).																		
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	24.938.386,26	28.480.530,26	30.234.328,55	30.579.192,08	29.631.485,67	27.673.976,44	25.508.574,50	23.307.892,31	21.522.715,24	19.802.122,85	17.954.774,61	15.758.746,48	14.038.744,80	12.171.984,43	10.962.945,23	9.879.153,80	8.823.671,28	7.919.686,65

De continuar con el esquema actual (Ajuste de Costo por Comercialización), lo recuperado sería menor que lo causado, como se muestra en la **Tabla 5.13** y en el **Gráfico 5.34**, la cual totaliza las diferencias parciales de cada una de las Empresas Mixtas, en el período 2013 – 2030.

CONCLUSIONES

- Garantizar una infraestructura de superficie en óptimas condiciones, es de vital importancia para el manejo adecuado y oportuno de los volúmenes de producción.
- De acuerdo con el Plan de Negocios 2013 – 2030, que considera los incrementos de la producción de las Empresas Mixtas, es necesario la ampliación de toda la infraestructura, con el objeto del manejo óptimo de dicha producción.
- PDVSA realiza inversiones a fin de disponer de la capacidad operacional para el manejo de la producción, tanto propia como de las Empresas Mixtas, por lo que se requiere recuperar dichas inversiones mediante un esquema tarifario adecuado.
- Para el año 2011, se determinó una diferencia en contra de PDVSA de 13,6 MM\$ entre los costos reales incurridos por PDVSA y los recobros realizados a las Empresas Mixtas (Ajuste de Costo por Comercialización). Esto se debe a que existe una contratación única para todas las Empresas que conforman el estudio, la cual está conformada por factores que componen el Ajuste de Costo por Comercialización los cuales no han sido actualizados desde el 2006 (fecha de la contratación).

RECOMENDACIONES

- Revisar, analizar, verificar y validar la presente propuesta, a fin que sea implantada en PDVSA, teniendo en cuenta ajustes anuales debido a procesos inflacionarios.
- Realizar los ajustes necesarios en la fórmula del Ajuste de Costo por Comercialización, a fin de equiparar y corregir la diferencia anual entre los gastos incurridos por PDVSA calculados en la presente propuesta y los recobrados a través de dicha fórmula. Para ello se deberá crear factores particulares por cada Empresa Mixta.
- Determinar de manera anticipada, la participación de cada Empresa Mixta en las actividades de mantenimiento a efectuarse cada año, para así contabilizar dentro del presupuesto anual dicha participación.

Referencias Bibliográficas.

- [1]. <http://www.pdvsa.com/> Visitado el 1/12/11
- [2]. Rodríguez M, Samira D. (2010). Estudio de las Mermas Asociadas al Sistema de Transporte del Crudo Merey 16 en la Troncal 51, en la División Faja Petrolífera del Orinoco. (Tesis de Ingeniero de Petróleo – Universidad Central de Venezuela).
- [3]. <http://www.pdvsa.com/> Visitado el 19/12/11
- [4]. Rodríguez L, Diana C. (2011). Análisis Integral de Infraestructuras de Producción en Áreas Operacionales de PDVSA. (Tesis de Ingeniero de Petróleo – Universidad Central de Venezuela).
- [5]. Gaceta Oficial N° 38410
- [6]. http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=96 Visitada (1/12/11)
- [7]. http://www.soberanía.org/Articulos/artículo_4194.htm Visitada (1/12/11)
- [8]. http://www.soberanía.org/Articulos/artículo_2032.htm Visitada (1/12/11)
- [9]. http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=88 Visitada (1/12/11)
- [10]. **Empresas Mixtas al Servicio del Pueblo.** Gerencia Corporativa de Asuntos Públicos de Petróleos de Venezuela. S.A. N° 4. Caracas, Venezuela. Serie Plena Soberanía Petrolera N° 4
- [11]. Gaceta Oficial N° 38506
- [12]. Anexo “A” Cálculo de los Pagos. Contrato de PDVSA. 2006
- [13]. Norma API 1 st Edition 1995 R-07 “**Manual of Petroleum Management Standard Chapter 2 – Tank Calibration. Section 2A – Measurement and Calibration of Uptight Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method**”
- [14]. <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera.shtml> Visitada (8/2/2012)
- [15]. <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml> Visitada (8/2/2012)
- [16]. Manual de Fluidos de Perforación. “Fluidos de Perforación”. PDVSA CIED. 2002
- [17]. <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml> Visitada (8/2/2012)
- [18]. Normas ASTM D 4007 y 1298.
- [19]. Castillo U, Ricardo A. (2006). Problemática de la Acumulación de Agua de Lluvia sobre los Techos Flotantes de los Tanques de Almacenamiento de Crudo en el Patio de Tanques del Terminal de Embarque Puerto Miranda, PDVSA – Estado Zulia. (Tesis de Ingeniero de Petróleo – Universidad Tecana Americana)

- [20]. Norma API 2 nd Edition 1995 R – 07 **“Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 3 - Tank Gauging Section 1A - Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products”**
- [21]. <http://www.textoscientificos.com/quimica/almacenaje/almacenaje-fluidos> visitada (24/02/2012)
- [22]. <http://www.wordreference.com/definicion/oleoducto> Visitada
(22/02/2012)
- [23]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Oleoducto> Visitada (22/02/2012)
- [24]. <http://www.monografias.com/trabajos11/tradis/tradis.shtml> Visitada
(22/02/2012)
- [25]. <http://duplex-valves.com/tipos-de-valvulas.htm> (Visitado 21/12/11)
- [26]. Manual de Ingeniería de Diseño. **“Válvulas y Materiales para Oleoductos”**. PDVSA Junio1993
- [27]. Norma Covenín N° 3049-93
- [28]. Manual de Mantenimiento General. PDVSA (mm-01-01-01)

Anexos.

Anexo A

El cálculo de la tarifa de 333,57, resulta del cociente entre el presupuesto aprobado para actividades de mantenimiento, y las horas hombres totales requeridas para dichas actividades. Por motivos de confidencialidad no se puede revelar el monto correspondiente a presupuestos aprobados, es por ello que se trabajó directamente con el monto antes mencionado.

Anexo B

Para el cálculo del Ajuste por Costo de Comercialización se siguió los siguientes procedimientos a continuación, dichos procedimientos fueron aplicados para la Empresa Mixta 1.

Partiendo de la fórmula de Ajuste por Costo de Comercialización

$$ACC = (((a*L) + b + c + d + e)*Fim)$$

$$Fim = IPCmes/IPCbase$$

Mes	%	IPC (2011)	Fim (IPC/IPCbase)
Diciembre	2,962	296,2	1,469975186
Noviembre	3,394	339,4	1,684367246
Octubre	3,525	352,5	1,749379653
Septiembre	3,868	386,8	1,919602978
Agosto	3,771	377,1	1,87146402
Julio	3,629	362,9	1,800992556
Junio	3,559	355,9	1,766253102
Mayo	3,569	356,9	1,771215881
Abril	3,164	316,4	1,570223325
Marzo	2,682	268,2	1,33101737
	Prom	341,23	

IPC base = 201,5

Fim prom 2011 = 1,693449132

Donde, el IPC base es el promedio calculado para el año 2006, año donde fue realizada la contratación.

Remplazando las constantes que apliquen y el valor de la distancia entre el punto de entrega de la producción y los Terminales de Embarque, resulta:

$$ACC = ((0,00125*154) + 0 + 0,15 + 0) * (1.6934)$$

$$ACC = 0,5799 \$/\text{bbl}$$