

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL**



**“EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA PARA LA  
REDUCCIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES  
NO METANICOS PRODUCTO DE ALMACENAMIENTO DE  
COMBUSTIBLE EN UNA REFINERIA”**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTADO POR:

**GEORGE REINOSO VÁSQUEZ**

LIMA – PERÚ

2013

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

## DEDICATORIA

A Díos, a mis padres Alicia Vásquez y Rubén Reinoso, a mis hermanos Joseph Reinoso y Katherine Reinoso y Ángela Begazo, por el inmenso amor y apoyo durante toda esta etapa y por la inmensa unión familiar.

## AGRADECIMIENTO

A cada profesor de la FIQT por la excelente formación profesional. En especial al Ing. Santillana, Ing. Warren Reátegui, Ing. Julia Salinas, Ing. Carlos Morales, Ing. César Osorio, Ing. Magali Vivas. Amigos de la Compañía Repsol – Refinería La Pampilla, Ing. Shirley Chang, Ing. César Espinoza e Ing. Carlos Gonzales; a los amigos de la Compañía Goodyear del Perú, Ing. Juan Carlos Arévalo, Ing. Jorge Garro e Ing. Jacqueline Reina, familia y a los amigos de toda la vida.

## RESUMEN

Las Actividades de Hidrocarburos, de acuerdo a la legislación ambiental vigente, se rigen por la necesidad de lograr compatibilizar el equilibrio ecológico y el desarrollo, Incorporando el concepto de desarrollo sostenible en sus actividades, a fin de permitir a las actuales generaciones satisfacer sus necesidades sociales, económicas y ambientales, sin perjudicar la capacidad de las futuras generaciones. Así mismo la prevención, que se instrumenta a través de la Evaluación de los posibles Impactos Ambientales de las Actividades de Hidrocarburos, con la finalidad de que se diseñen e implementen acciones tendentes a la eliminación de posibles daños ambientales, en forma adecuada y oportuna.

Uno de los principales problemas ambientales que actualmente presentan las Refinerías en el País está ligado a las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) producto de la evaporación de los combustibles líquidos en las actividades de trasvase de productos realizados en los tanques de almacenamiento. Dichas actividades están reglamentadas con el fin de garantizar un inventario mínimo de abastecimiento y son consideradas como una actividad normal y primordial en el desarrollo de las operaciones de las Refinerías.

Actualmente el costo por pérdidas de evaporación de COV en las refinerías son bastante altos, debido a que no sólo representan una pérdida económica por la evaporación de combustibles líquidos, sino también, representa un peligro constante para un óptimo desarrollo ambiental, dado que contribuye a alterar negativamente los estándares de Calidad Ambiental del aire y participa directamente con el incremento del Calentamiento Global en base a los gases de efecto invernadero.

Es a partir de estas consideraciones que se realizó el estudio inicial tomando en cuenta los diversos diseños de tanques de almacenamiento que se presentan en las instalaciones de la Refinería La Pampilla como parte de sus operaciones; luego se realizó un estudio de los mecanismos de emisión y se desarrolló la metodología de cálculo para determinar las emisiones por evaporación de los

Compuestos Orgánicos Volátiles No Metánicos; finalmente se realizó la evaluación técnica-económica de las reducciones de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles producto de la instalación de sellos secundarios tipo wiper.

Mitigar las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles producto de operaciones de almacenamiento de combustible muestra una clara evidencia del compromiso ambiental con el objeto de mejorar la calidad de vida de las personas, garantizando la existencia de ecosistemas saludables, viables y funcionales en el largo plazo; y el desarrollo sostenible del país, mediante la prevención, protección y recuperación del ambiente y sus componentes, la conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, de una manera responsable y congruente con el respeto de los derechos fundamentales de la persona.

## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1.1: Reservas probadas al 31 de diciembre del 2011 [1].....	17
Cuadro N° 1.2: Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2011 [1].....	19
Cuadro N° 1.3: Procedencia de los principales crudos abastecidos a las principales refinerías del país [2].....	19
Cuadro N° 1.4: Unidades de Procesamiento y Capacidades en las Refinerías de Petróleo en el Perú. [3].....	26
Cuadro N° 1.5: Demanda mundial de petróleo 2010-2011[2] .....	27
Cuadro N° 1.6: Oferta mundial de petróleo 2010-2011[2].....	27
Cuadro N° 1.7: Panorama de Reservas de Petróleo en el mundo [2].....	28
Cuadro N° 2.1: Normativa Ambiental Sectorial más importante para las actividades de una refinería – [4].....	32
Cuadro N° 3.1: Emisiones atmosféricas y sus fuentes principales [6].....	49
Cuadro N° 3.2: Fuentes principales de emisión y sus principales compuestos emitidos [8].....	50
Cuadro N° 3.3: Rendimientos de conversión típicos.....	57
Cuadro N° 3.4: Relación de sustancias volátiles precursoras de ozono, según Directiva 2002/3/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al ozono ..	63
Cuadro N° 3.5: Factores de producción de ozono fotoquímico.....	64
Cuadro N° 4.1: Descripción de Tanques de Almacenamiento [2] .....	114
Cuadro N° 4.2: Factores de Emisión para COVNM. [8] .....	117
Cuadro N° 4.3: Resúmenes de Carga/Producción Neta 2006-2009. [2] .....	118
Cuadro N° 4.4: Tanques de almacenamiento que presenta Crudo y Gasolina/Nafta como tipo de servicio. [2] .....	119
Cuadro N° 4.5: Capacidades Máximas Totales Operativas (Bbl) de los tanques de almacenamiento con producto Crudo y Gasolina/Nafta [2].....	120
Cuadro N° 4.6: Resultados de la variable N para los tipos de servicios realizados durante el periodo 2006 – 2009 [2].....	121
Cuadro N° 4.7: Emisiones de COVNM debido al almacenamiento crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 por tipo de tanque [2]. .....	122
Cuadro N° 4.8: Emisiones Totales producidas debido al almacenamiento de	

crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A.....	123
Cuadro N° 5.1: Resumen de Tanques de techo externo flotantes con sus mecanismo de control propuesto para la reducción de COVNM y sus respectivos factores de emisión – Refinería La Pampilla S.A.A 2012.....	133
Cuadro N° 5.2: Proyecciones de Carga/Producción Neta periodo 2010 – 2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.....	135
Cuadro N° 5.3: Proyecciones de la variable N para el Periodo 20010-2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.....	137
Cuadro N° 5.4: Cálculo de la reducción de COVNM para el año 2009 para tanques de techos externos flotantes por instalación de sellos secundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	138
Cuadro N° 5.5: Proyecciones de Reducciones de COVNM (ton) para el periodo 2010-2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.....	139
Cuadro N° 6.1: Proyección de los Costos de producto en el mercado Internacional (US\$/Bbl) según TWI y UNL87 .....	144
Cuadro N° 6.2: Proyecciones de ahorros por reducción de emisiones de COVNM (US\$) por implementación se sellos secundarios tipo Wiper – Refinería La Pampilla S.A.A... ..	145
Cuadro N° 6.3: Estimación de los costos de mano de obra por instalación de sellos secundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla.....	147
Cuadro N° 6.4: Costos de Sellos Secundarios tipo Wiper – HMT Texas inc.....	148
Cuadro N° 6.5: Capitales de Trabajo para los distintos diámetros de Sellos secundarios Tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A .....	148
Cuadro N° 6.6: Resultados de los costos totales como resultado de la instalación de sellos secundarios tipo wiper para los diferentes diámetros establecidos – Refinería La Pampilla S.A.A .....	151
Cuadro N° 6.7: Análisis económico para la instalación de sello secundarios tipo wiper en tanques de techo externo flotante de La Refinería La Pampilla S.A.A.....	152
Cuadro N° 6.8: Resumen de Variables económicas analizadas por instalación de sellos secundarios en cada tanque de techo externo flotante.....	154

Cuadro A1.1: Ubicación de Fuentes de emisión de chimeneas .....	159
Cuadro A1.2: Emisiones de Contaminantes.....	160
Cuadro A1.3: Emisiones de Contaminantes del Incinerador 48H1.....	161
Cuadro A1.4: Datos de estaciones de monitoreo de calidad de aire .....	162
Cuadro A1.5: Resultado promedio de análisis de calidad de aire.....	162
Cuadro A1.6: Datos de estación Meteorológica.....	165
Cuadro A2.1: Puntos de monitoreo de vertimiento al mar y cuerpo receptor... 169	
Cuadro A2.2: Promedios anuales de los parámetros analizados en los vertimientos líquidos de la Refinería La Pampilla.....	170
Cuadro A2.3: Resultado promedio de análisis del agua de mar de la Refinería La Pampilla 2009 .....	170
Cuadro A4.1: Disposición de residuos en la Refinería La Pampilla S.A.A.....	192
Cuadro A4.2: Resumen de residuos generados en la Refinería La Pampilla S.A.A.....	193
Cuadro A4. 3: Principales residuos generados 2010 – Refinería La Pampilla S.A.A.....	197



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura N° 1.1: Cadena de Valor del petróleo .....	18
Figura N° 1.2: Transporte de petróleo en Oleoductos.....	21
Figura N° 1.3: Transporte de petróleo por oleoductos en una refinería. ....	22
Figura N° 1.4: Almacenamiento de petróleo en tanques en la refinería .....	24
Figura N° 1.5: Distribución de productos en una refinería.....	25
Figura N° 3.1: Producción de azufre, unidad de aminas y Claus .....	57
Figura N° 3.2: Sistema simplificado del proceso de una Unidad Recuperadora de Vapores.....	59
Figura N° 3.3: Diagrama de proceso simplificado del sistema de antorcha, instalación de antorchas.....	61
Figura N° 3.4: Interconversiones entre los diferentes compuestos oxidados de nitrógeno mediados por la luz solar en la troposfera. ....	69
Figura N° 3.5: Representación esquemática de la oxidación catalizada por radicales de un hidrocarburo saturado (RH) hasta su primer producto de oxidación (RHO).....	71
Figura N° 4.1: Destilación Primaria o Atmosférica Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.....	83
Figura N° 4.2: Destilación al Vacío – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.....	84
Figura N° 4.3: Craqueo Catalítico – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012 .....	85
Figura N° 4.4: Reformación Catalítica – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.....	86
Figura N° 4.5: Visbreaking (VB) – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.....	86
Figura N° 4.6: Planta de Despacho – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.....	87
Figura N° 4.7: Flujograma del proceso de Refinación de crudo – Refinería La Pampilla S.A.A. 2011 .....	89
Figura N° 4.8: Tanque de techo fijo. ....	92
Figura N° 4.9: Tanque de Techo externo Flotante. ....	93
Figura N° 4.10: Tanque de Techo Externo Flotante (doble piso). ....	93
Figura N° 4.11: Tanque de Techo Interno Flotante. ....	95
Figura N° 4.12: Tanque de Techo Domo Externo Flotante .....	96
Figura N° 4.13: Vapor Montado en Sellos Primarios .....	102
Figura N° 4.14: Líquido Montado en Sellos primarios. ....	103
Figura N° 4.15: Sellos Secundarios .....	103

Figura N° 4.16: Accesorios de cubierta para tanques de techos flotantes .....	103
Figura N° 4.17: Accesorios de Cubierta para tanques de techos flotantes .....	110
Figura N° 4.18: Guías sin ranuras y con ranuras .....	111
Figura N° 4.19: Escalera de ingreso. ....	112
Figura N° 4.20: Condiciones de las pérdidas de desembarque .....	113
Figura N° 4.21: Vista Panorámica de Tanques de Almacenamiento en la Refinería La Pampilla S.A.A 2012. ....	115
Figura 4.22: Tendencias de Cargas de Crudo y Gasolina/Nafta Neta 2006-2009.....	118
Figura N° 4.23: Tendencia de las Emisiones Totales producidas debido al almacenamiento de crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A. ....	123
Figura N° 5.1: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Wiper – Cía. HMT.....	126
Figura N° 5.2: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Sello de bajo perfil – Cía. HMT.....	127
Figura N° 5.3: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Sello EconoFlex – Cía. HMT. ....	129
Figura N° 5.4: Vista de sección de un sello secundario tipo Wiper en tanque de techo externo flotante.....	131
Figura N° 5.5: Tendencia de las proyecciones de Carga/Producción Neta periodo 2010 – 2020 – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	136
Figura N° 5.6: Reducción Total de COVNM para el periodo 2010-2020 para tanques de techos externos flotantes debido a la instalación de sellos ecundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.....	136
Figura A1. 1: Gráfica de Rosa de Viento. ....	166
Figura A1. 2: Planos de Ubicación de Extaciones de Calidad del Aire. ....	167
Figura A3. 1: Vista aérea de zonas a remediar – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	173
Figura A3. 2: Etapas de subproyectos – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	174
Figura A3. 3: Desplazamiento de producto en la napa freática – área industrial – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	175
Figura A3. 4: Ubicación teórica de pozos de extracción propuesto por Cía. ET&P – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	176
Figura A3. 5: Ubicación de pozos en la zona industrial – Refinería La Pampilla	

S.A.A. ....	176
Figura A3. 6: Perforación en patio de tanques – Refinería La Pampilla S.A.A.....	177
Figura A3. 7: Perforación de planta de efluentes – Refinería La Pampilla S.A.A.....	177
Figura A3. 8: Construcción de tanque de almacenamiento de producto sobrenadante de Napa Freática – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	178
Figura A3. 9: Instalación de tanque de almacenamiento de producto sobrenadante de Napa Freática – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	178
Figura A3. 10: Skimmer – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	179
Figura A3. 11: Operaciones de los Skimmers – Refinería La Pampilla S.A.A. .	179
Figura A3. 12: Etapas del subproyecto 2 – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	182
Figura A3. 13: Ubicación de pozos de recuperación en zona playa – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	182
Figura A3. 14: Perforación en zona cerros – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	183
Figura A3. 15: Etapas del subproyecto 3 – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	183
Figura A3. 16: Retiro de tierras contaminadas – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	184
Figura A3. 17: Excavación al sur oeste de Avenida B – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	184
Figura A3. 18: Preparación en vaso de confinamiento – Refinería La Pampilla S.A.A. ....	185
Figura A3. 19: Tendido de capas impermeables – Refinería La Pampilla S.A.A.....	185

## ÍNDICE

### CAPÍTULO I

<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>16</b>
1.1 Cadena de Suministro del Petróleo en la Refinería.....	16
1.1.1 Abastecimiento de Crudo.....	16
1.1.2 Transporte de Crudo.....	21
1.1.3 Almacenamiento de crudo y producto en la Refinería .....	22
1.1.3.1 Almacenamiento en Embarque.....	23
1.1.3.2 Almacenamiento en la Refinería .....	24
1.1.3.3 Almacenamiento de Distribución.....	24
1.2 Oferta y Demanda mundial actual del petróleo .....	25

### CAPÍTULO II

<b>LEGISLACION AMBIENTAL APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>29</b>
2.1 Normatividad Ambiental Sectorial de Hidrocarburos .....	31
2.1.1 Cumplimiento del D.S. N° 015-2006-EM Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.....	33

### CAPITULO III

<b>GESTIÓN AMBIENTAL EN LA REFINERÍA.....</b>	<b>45</b>
3.1 Impactos Ambientales en la Refinería.....	46
3.2 Emisiones atmosféricas en la Refinería .....	47
3.2.1 Descripción de las fuentes de emisiones atmosféricas presentes en la Refinería.....	48
3.2.1.1 Emisiones por combustión .....	48
3.2.1.1.1 Emisiones por combustión con aprovechamiento energético. ....	51
3.2.1.1.2 Procesos de combustión sin aprovechamiento energético .....	51
3.2.1.2 Emisiones sin combustión.....	52
3.2.2 Procesos de tratamiento para reducción de emisiones atmosféricas contaminantes en la Refinería.....	53
3.2.2.1 Reducción de Azufre.....	54
3.2.2.2 Reducción de Compuestos Orgánicos Volátiles.....	57
3.2.2.3 Sistema de antorchas. ....	59
3.3 Compuestos orgánicos volátiles en la refinería .....	61

3.3.1	Clasificación de los compuestos orgánicos volátiles .....	62
3.3.2	Importancia de los compuestos orgánicos volátiles.....	66
3.3.2.1	Formación fotoquímica de ozono troposférico.....	68
3.3.2.2	Papel de los COVs en la formación fotoquímica de ozono.....	70
3.3.3	Efectos de los compuestos orgánicos volátiles para la salud .....	73
<b>CAPITULO IV</b>		
	<b>PROBLEMÁTICA A ANALIZAR.....</b>	<b>79</b>
4.1	Descripción del problema actual .....	80
4.2	Descripción del proceso de refinación de la refinería La Pampilla.....	81
4.2.1	Destilación primaria o atmosférica (UDP) .....	82
4.2.2	Destilación al vacío (UDV) .....	83
4.2.3	Craqueo catalítico (UFCC).....	84
4.2.4	Reformación catalítica (UFPT).....	85
4.2.5	Visbreaking (VB).....	85
4.2.6	Planta de despacho .....	87
4.3	Tanques de almacenamiento en la refinería .....	90
4.3.1	Tanques de techo fijo.....	90
4.3.2	Tanques de techo externo flotante.....	91
4.3.3	Tanques de techo interno flotante.....	94
4.3.4	Tanques de techo domo o cúpula interno flotante.....	95
4.4	Mecanismos de emisión y control en tanques de almacenamiento .....	96
4.4.1	Tanques de techo fijo.....	97
4.4.1.1	Mecanismos de Emisión .....	97
4.4.1.2	Mecanismos de Control .....	97
4.4.2	Tanques de techo flotante.....	98
4.4.2.1	Mecanismos de emisión .....	98
4.4.2.2	Mecanismos de control .....	99
4.5	Emisiones actuales de compuestos orgánicos no metánicos (COVNM) en tanques de almacenamiento de la Refinería La Pampilla.....	116
4.5.1	Metodología empleada para el cálculo de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles no metánicos .....	116

4.5.2	Resultados de los cálculos de las emisiones de COVNM para el período 2006-2009 en la Refinería La Pampilla .....	121
-------	--	-----

## **CAPITULO V**

<b>EVALUACIÓN TÉCNICA DEL MECANISMO DE CONTROL PROPUESTO .....</b>	<b>124</b>
--	------------

5.1	Características Técnicas de los tipos de sellos secundarios para tanques de techo externo flotante .....	124
5.1.1	Características Técnicas de los tipos de sellos secundarios para tanques de techo externo flotante .....	125
5.1.2	Sello de perfil bajo - Sello Rey – CÍA. HMT .....	126
5.1.3	Sello secundario Econoflex – CIA HMT .....	127
5.1.4	Sello secundario Flex-A – CIA HMT .....	129
5.2	Información Técnica del sello secundario tipo wiper propuesto como mecanismo de control para tanques de techo externo flotante .....	130
5.3	Resultado de las reducciones de compuestos orgánicos volátiles no metánicos debido a la instalación de sellos secundarios tipo Wiper .....	132

## **CAPITULO VI**

<b>EVALUACION ECONOMICA .....</b>	<b>141</b>	
6.1	Determinación del precio del crudo WTI y gasolina UNL 87.....	141
6.2	Determinación de los ahorros proyectados por reducción de COVNM .....	143
6.3	Determinación del costo de mano de obra.....	146
6.4	Determinación de los costos de sellos secundarios .....	148
6.5	Determinación de la inversión del capital.....	148
6.6	Determinación del costo total.....	149
6.7	Determinación de valores actuales netos.....	150
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>155</b>	
<b>ANEXO 1 EMISIONES GASEOSAS Y CALIDAD DEL AIRE EN LA REFINERIA LA PAMPILLA .....</b>	<b>158</b>	
<b>MEDICIONES METEOROLÓGICAS.....</b>	<b>163</b>	
<b>ANEXO 2 VERTIMIENTOS LÍQUIDOS.....</b>	<b>168</b>	
<b>ANEXO 3 PASIVOS AMBIENTALES .....</b>	<b>171</b>	

<b>ANEXO 4 GENERACION DE RESIDUOS .....</b>	<b>188</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>198</b>

## **CAPÍTULO I INTRODUCCION**

Actualmente el mundo contemporáneo se mueve por abastecimiento del petróleo y sus derivados. Los grandes adelantos logrados en el descubrimiento, producción, refinación, transporte y comercialización del petróleo, posibilitaron que este producto se convirtiera en uno de los soportes físicos imprescindibles del mundo moderno, y en aporte sustancial a la calidad de vida de la población.

Es por ello que en presente capítulo se presenta la importancia de la cadena de suministro, abastecimiento, almacenamiento, distribución del petróleo y productos para las refinerías en el Perú; así como sus principales capacidades de producción.

### **1.1 Cadena de Suministro del Petróleo en la Refinería**

La industria del petróleo está formada por cuatro etapas bien definidas (upstream, midstream, downstream, comercialización) como podemos observar en la Figura N° 1.1 Cadena de Valor del petróleo. La cadena de valor o la cadena de suministro del petróleo está conformada por una serie de actividades relacionadas y de suma importancia para el desarrollo de la misma, en ella se menciona lo siguiente:

- Abastecimiento de crudo.
- Transporte de crudo.
- Refino, petroquímica y cogeneración.
- Transporte primario de productos.
- Centros de almacenamiento.
- Transporte de productos a los consumidores.
- Comercialización del producto terminado.

#### **1.1.1 Abastecimiento de Crudo**

Actualmente el abastecimiento de crudo al mercado nacional se da por un abastecimiento producto de las importaciones y producto de las reservas de crudo que actualmente tenemos en el territorio peruano.

En el Cuadro N°1.1 se presentan las reservas probadas al 31 de diciembre del



2011, las cuales han sido estimadas en 579.2 millones de barriles de petróleo, 627 millones de barriles de líquidos de gas natural y 12.7 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. Estas reservas serán recuperadas de 23 contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Explotación de Hidrocarburos. Las reservas no probadas (probables y posibles) han sido estimadas en 2476.0 millones de barriles de petróleo, 923.3 millones de barriles de líquidos de gas natural y 16.3 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. Estas reservas están asociadas principalmente a los 83 contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Los recursos de hidrocarburos al 31 de diciembre del 2011, han sido estimados en 2,773.5 MMBLS de petróleo, 2,514.9 MMBIS de líquidos del gas natural y 48.6 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. De los recursos de gas natural, 16.8 TCF están asociados principalmente a 07 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, como se muestran en el Cuadro N°1.2.

En el Cuadro N°1.3 se presenta la procedencia de los principales crudos abastecidos a las principales refinerías del país durante el año 2011.

**Cuadro N° 1.1: Reservas probadas al 31 de diciembre del 2011 [1]**

Tipo de Hidrocarburo	Reservas		
	Probada	Probable	Posible
Petróleo, MMBLS	579.2	801.0	1675.0
Líquido de Gas Natural, MMBLS	627.0	509.3	414.0
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBLS	1206.2	1310.2	2088.9
Gas Natural, TCF	12.7	8.8	7.5
<b>Total Petróleo Equivalente, MMBOE</b>	<b>3317.0</b>	<b>2782.7</b>	<b>3345.3</b>

MMBOE = Millones de Barriles de Petróleo Equivalente (1 barril de petróleo = 6000 pies cúbicos de gas).

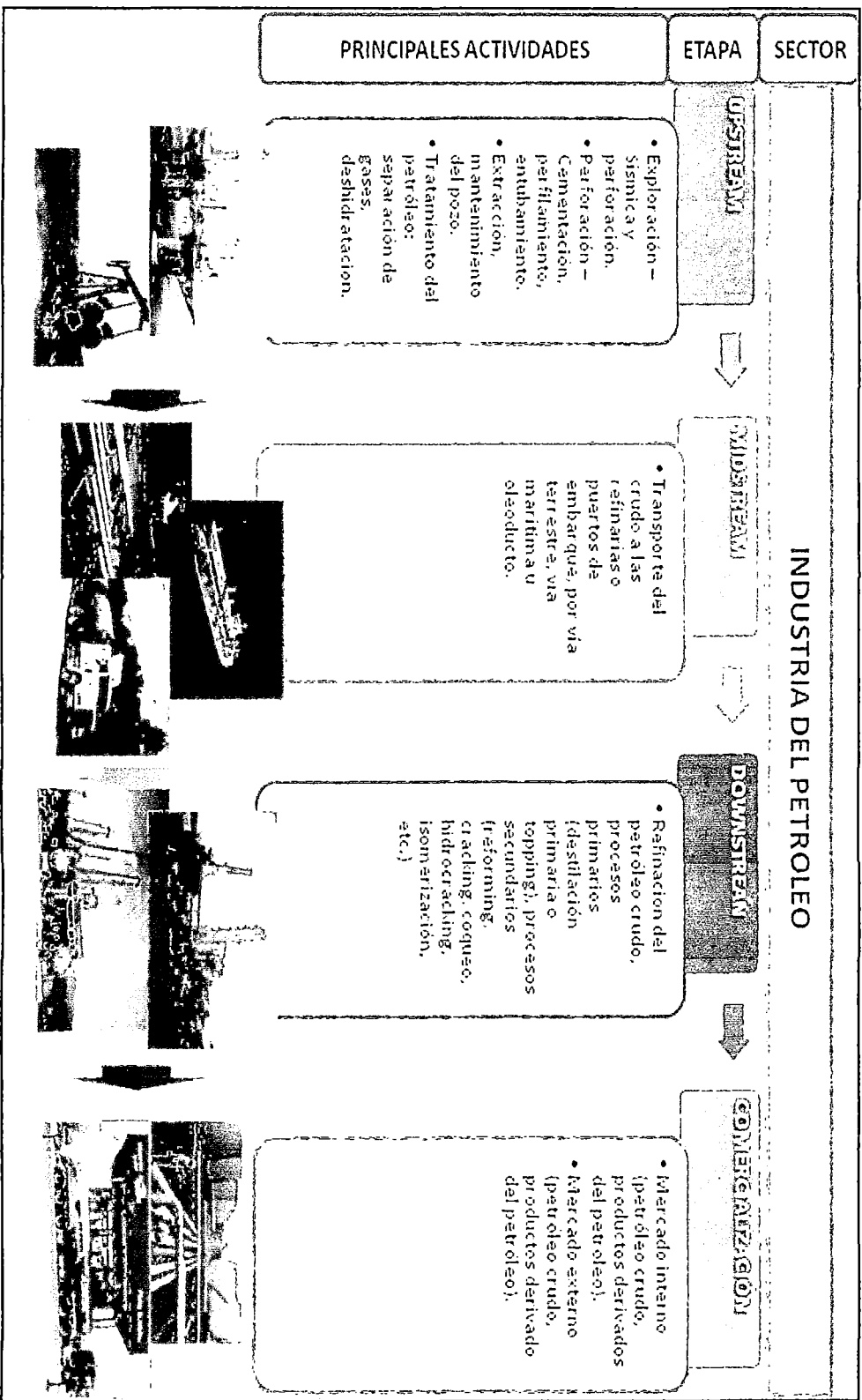


Figura N°1.1: Cadena de Valor del petróleo

**Cuadro N° 1.2: Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2011 [1]**

<b>Tipo de Hidrocarburo</b>	<b>Recursos</b>
Petróleo, MMBLS	2773.5
Líquido de Gas Natural, MMBLS	2514.9
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBLS	5288.5
Gas Natural, TCF	48.6
<b>Total Petróleo Equivalente, MMBOE</b>	<b>13396.2</b>

**Cuadro N° 1.3: Procedencia de los principales crudos abastecidos a las principales refinerías del país [2]**

<b>Crudo abastecido</b>	<b>País de procedencia</b>
Amenam	Africa
Cossack	Australia
Nemba	Angola
Palanca	Angola
Kissanje	Angola
Medanito	Argentina
Rincón de los Sauces	Argentina
Bijupira	Brasil
Espadarte	Brasil
Roncador	Brasil
South Blend	Colombia
Vasconia	Colombia
Caño Limón	Colombia
Oriente	Ecuador
Napo	Ecuador
Albacora	Ecuador
EA	Perú
Loreto	Perú

Mayna	Perú
Guafita	Venezuela
Lagotreco	Venezuela
Leona 24	Venezuela
Mesa 30	Venezuela
Santa Bárbara	Venezuela
Bonny Light	Nigeria
Forcados	Nigeria
Galeota	Trinidad

Con respecto a las condiciones económicas, el nivel de reservas depende del precio actual y futuro del petróleo crudo. En particular, el precio es un factor determinante a la hora de establecer sistemas de producción mejorados que puedan incrementar de manera apreciable los factores de recuperación, sobre todo de crudo pesado y extra pesado (un incremento sustancial de los precios genera acceso a nuevas fuentes de petróleo como los depósitos marinos en aguas profundas, el petróleo extra pesado o el petróleo en depósitos a gran profundidad).

Durante el año 2011, a nivel mundial el precio del petróleo experimentó un incremento. Para el año 2010 se tuvo un promedio de 79.40 US\$/BI, mientras que para el año 2011, el promedio se incrementó a 94.87 US\$/BI (como referencia el crudo marcador WTI)- Esto se debe principalmente a la incertidumbre de los suministros mundiales de petróleo y los conflictos en Libia. Durante el 2011. Por otro lado los analistas estiman que el precio del petróleo se incrementará medianamente a 98.00 US\$/BI para el 2012, se atribuye este pronóstico principalmente al entorno de la producción de Libia durante este periodo, al lento crecimiento económico de Estados Unidos de 1.7% a 2.2% y Europa del Este, mientras que por otro lado al decrecimiento económico mundial de 3.6% a 3 5% en el 2012. (Fuente: [1] Libro Anual de Reservas de hidrocarburos 2012 – Dirección General de Hidrocarburos - Ministerio de Energía y Minas).

### 1.1.2 Transporte de Crudo

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques-tanque son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación. Para ello se construye un oleoducto, trabajo que consiste en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o de embarque, como se muestra en la Figura N° 1.2 y Figura N° 1.3.

La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería; es decir, cuanto más grande sea el diámetro de la tubería, mayor será la capacidad de flujo. Estas líneas de acero pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía. En la parte inicial del oleoducto una estación de bombeo es la encargada de impulsar el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura. Por tal, los oleoductos disponen también de válvulas que permiten controlar el paso del petróleo y atender oportunamente situaciones de emergencia que se puedan presentar en su recorrido.

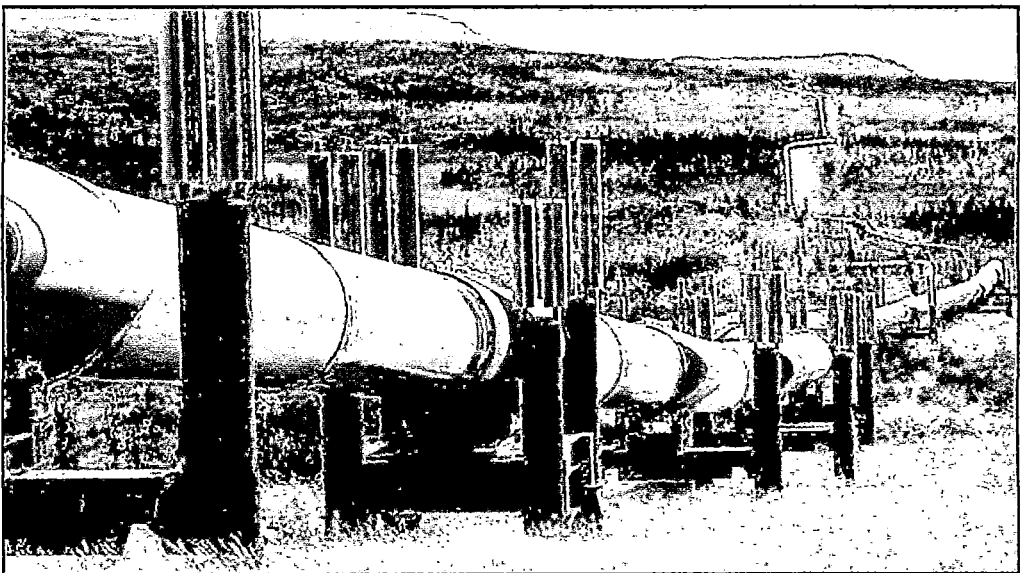
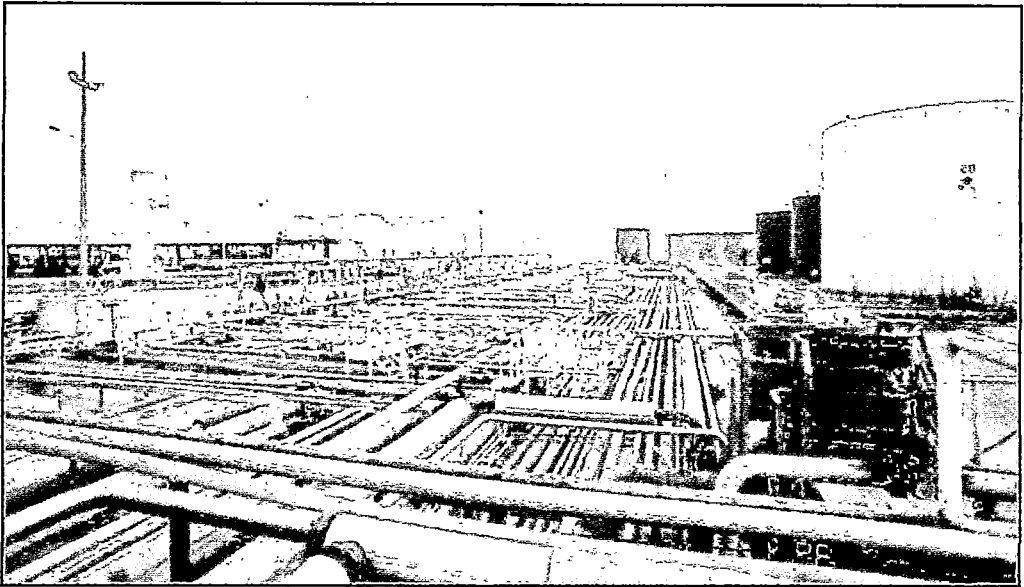


Figura N° 1.2: Transporte de petróleo en Oleoductos.



**Figura N° 1.3: Transporte de petróleo por oleoductos en una refinería.**

Actualmente existen diversos tipos de conductos los cuales cumplen funciones específicas dependiendo del tipo de producto que transportan, como los poliductos para gasolinas y otros derivados, los propanoductos para gas propano, combustoleoductos para combustóleo, entre otros. Los buques-tanque son a su vez enormes barcos dotados de compartimientos y sistemas especialmente diseñados para el transporte de petróleo crudo, gas, gasolina o cualquier otro derivado. Son el medio de transporte más utilizado para el comercio mundial del petróleo. La capacidad de estas naves varía según el tamaño de las mismas y de acuerdo con el servicio y la ruta que cubran, algunas pueden transportar cientos de miles de barriles e incluso millones.

### **1.1.3 Almacenamiento de crudo y producto en la Refinería**

El almacenamiento de crudo y producto es de suma importancia para el desarrollo de las actividades de una refinería, es por eso la necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, su distribución y su utilización.

La industria de la refinación, está sometida a diversas situaciones y riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los

oleoductos; así también, a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios o también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

La industria de la refinación está sometida a diversas situaciones y riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; así también, a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios o también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Se debe administrar y controlar las operaciones de almacenamiento de crudos y productos, de acuerdo a los procedimientos establecidos para conseguir dentro de la máxima seguridad, mínimo costo, óptimo grado de prevención ambiental, así como la máxima utilización de la capacidad de almacenaje disponible a fin de garantizar:

- Disponibilidad de productos certificados para Ventas y Embarques.
- Buen funcionamiento de los diferentes equipos para el desarrollo normal de las operaciones.

Las refinerías de Petróleo son industrias que requieren manejar cantidades muy importantes de líquidos y gases, por lo que necesitan disponer de una gran capacidad de almacenaje. El uso racional de los tanques implica un importante ahorro en los gastos de una refinería dada la inversión elevada que requiere su construcción y mantenimiento.

Los productos petrolíferos se pueden dividir en tres clases de acuerdo con su volatilidad, a cada clase le corresponde tipos particulares de tanques que se diferencian esencialmente por su presión de servicio. Un tanque soporta, por una parte, la presión hidrostática creada por el líquido contenido, y por otra, la presión de la fase gaseosa situada sobre el líquido.

#### **1.1.3.1 Almacenamiento en Embarque**

Una refinería no se abastece normalmente de forma directa a partir del

yacimiento de petróleo, dado que en entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque-cisterna (petroleros) o por oleoducto. Por ello, el crudo (petróleo bruto) se almacena tanto en el punto de embarque como en el del desembarque.

### 1.1.3.2 Almacenamiento en la Refinería

Las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo, para almacenar los componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación del proceso por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente con el fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de los diversos tipos de materia prima que les llegan, como se puede ver en la Figura N° 1.4.

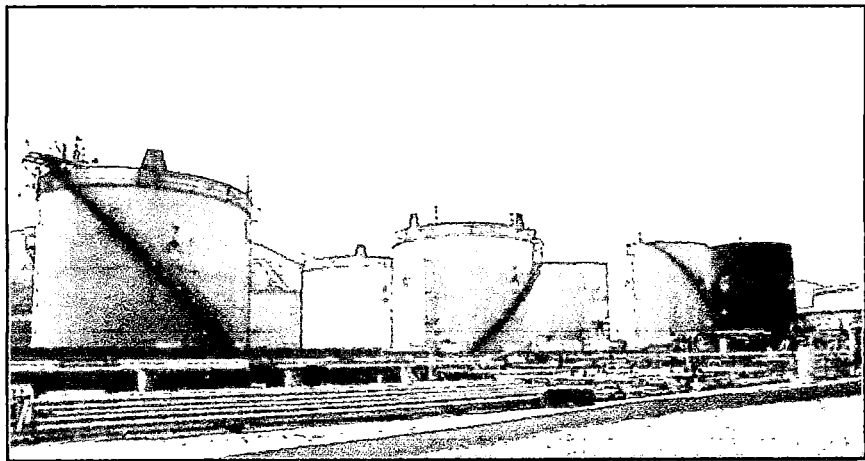


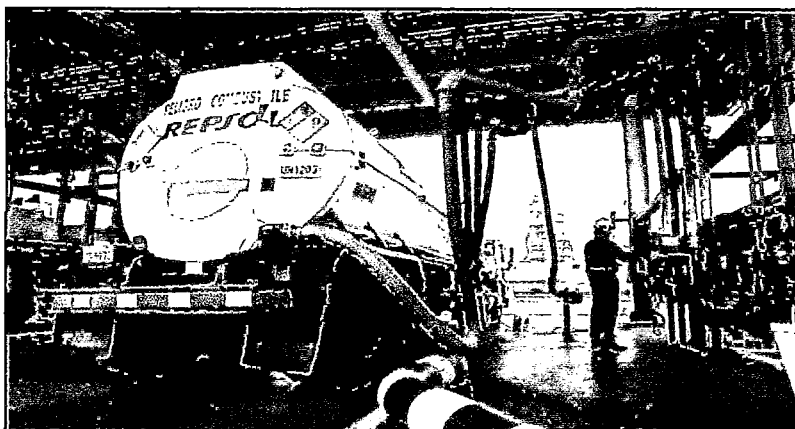
Figura N° 1.4: Almacenamiento de petróleo en tanques en la refinería

### 1.1.3.3 Almacenamiento de Distribución

Solamente una pequeña parte de los consumidores puede ser abastecida directamente, es decir por un medio de transporte que una de forma directa al usuario con la refinería. Por este motivo, es más eficaz y económico construir un depósito-pulmón, Terminal de distribución, surtido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques (para depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones



cisterna o camiones cisterna. Estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo (ciudades, polígonos industriales, etc.). Desde estos depósitos, salen camiones de distribución que llevan el producto al consumidor final, como se puede ver en la Figura N° 1.5.



**Figura N° 1.5: Distribución de productos en una refinería.**

En el Perú operan 7 refinerías de las cuales 5 son de propiedad de la Compañía PETROPERU S.A., una de ellas se encuentra bajo contrato de arrendamiento a MAPLE, otra de propiedad de Repsol (Refinería La Pampilla S.A.) y Shiviyaqu que se emplea para operaciones propias de PLUSPETROL NORTE S.A., mediante las cuales se abastece gran parte de la demanda de combustibles del país y se procesan crudos nacionales e importados. En el Cuadro N°1.4 se muestran las Unidades de Procesamiento y Capacidades en las Refinerías de Petróleo en el Perú.

## **1.2 Oferta y Demanda mundial actual del petróleo**

En lo referente a la demanda mundial durante el año 2011, esta ha crecido en 0.9 MMBbl, con respecto al año 2010, tal como se muestra en el Cuadro N°1.5. Donde el mayor incremento de demanda se dio en Norteamérica y Europa. En lo referente a la oferta mundial durante el año 2011, ésta ha crecido en 1.00 MMBbl aproximadamente, con respecto al año 2010, tal como se muestra en el Cuadro N°1.6. Donde la mayor oferta se produjo en Norteamérica. En cuanto a reservas mundiales el panorama es mostrado en el Cuadro N°1.7.

Cuadro N° 1.4: Unidades de Procesamiento y Capacidades en las Refinerías de Petróleo en el Perú. [3]

	REFINERÍA LA PAMPILLA S.A.	REFINERÍA TALARA	REFINERÍA PUCALLPA
Capacidad Instalada	Capacidad de Procesamiento:	Capacidad de Procesamiento:	Capacidad de Procesamiento:
	Unidad de Destilación Primaria I 37 000 BPD, Unidad de Destilación Primaria II 73 000 BPD, Unidad de Destilación al Vacío I 24 000 BPD, Unidad de Destilación al Vacío II 36 000 BPD, Unidad de Craqueo Catalítico FCC 13 500 BPD, Unidad Hidrotratadora 2 700 BPD, Unidad de Reformación Catalítica 1 700 BPD, Unidad de Visbreaking 27 000 BPD, Unidad MEROX Kerosene I 3 480 BPD, Unidad MEROX Kerosene II 8 500 BPD, Unidad MEROX de Gasolina FCC 2 920 BPD, Unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas 9 900 BPD, Unidad de Tratamiento de Soda gastada 53 BPD.	Unidad de Destilación Primaria 62 000 BPD Unidad de Destilación al Vacío I 25 000 BPD Unidad de Destilación al Vacío II 2 000 BPD Unidad de Craqueo Catalítico FCC 19 000 BPD Unidad Merox 10 000 BPD	Unidad de Destilación Primaria 3 300 BPD Unidad Merox 500 BPD
	Capacidad de Almacenamiento:	Capacidad de Almacenamiento:	Capacidad de Almacenamiento:
	Crudo 3 022 000 BLS Productos (Terminados y en proceso) 3 775 700 BLS	Crudo 910 343 BLS Productos 2 604 800 BLS	Crudo 134 500 BLS Productos 79 200 BLS
	REFINERÍA EL MILAGRO	REFINERÍA IQUITOS	REFINERÍA CONCHÁN
Capacidad Instalada	Capacidad de Procesamiento:	Capacidad de Procesamiento:	Capacidad de Procesamiento:
	Unidad de Destilación Primaria 1 700 BPD	Unidad de Destilación Primaria 10 500 BPD	Unidad de Destilación Primaria 15 500 BPD Unidad de Destilación al Vacío 10 000 BPD
	Capacidad de Almacenamiento:	Capacidad de Almacenamiento:	Capacidad de Almacenamiento:
	Crudo 5 000 BLS Productos 42 500 BLS	Crudo 217 000 BLS Productos 252 000 BLS	Crudo 260 000 BLS Productos 417 000 BLS
Capacidad Instalada	REFINERÍA SHIVYACU		
	Capacidad de Procesamiento:		
	Unidad de Destilación Primaria 5 200 BPD		
	Capacidad de Almacenamiento:		
	Crudo 10 000 BLS Productos (Terminados y en Proceso) 20 000 BLS		

Cuadro N° 1.5: Demanda mundial de petróleo 2010-2011[2]

Región	MMBls/día		
	2010	2011	Cambio
Norte América	23.76	23.80	-0.17
Europa del Oeste	14.58	14.39	-0.16
Pacífico países desarrollados	7.82	7.77	0.05
Asia, países en desarrollo	10.18	10.00	0.27
Latino América	6.18	6.05	0.18
Medio Oriente	7.28	7.25	0.18
Africa	3.36	3.26	0.01
FSU	4.14	4.06	0.09
Otros países Europeos	0.69	0.67	0.00
China	8.95	8.83	0.45
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>86.94</b>	<b>87.84</b>	<b>0.90</b>

Fuente: OPEC, "Mounthly Oil Market Report, January 2012

Cuadro N° 1.6: Oferta mundial de petróleo 2010-2011[2]

Región	MMBls/día		
	2010	2011	Cambio
Norte América	15.00	15.40	0.40
Europa del Oeste	4.40	4.10	-0.30
Pacífico países desarrollados	0.60	0.50	-0.10
Países en vías de desarrollo	12.70	12.70	0.00
FSU	13.20	13.30	0.10
Otros países Europeos	0.10	0.10	0.00
China	4.10	4.10	0.00
Otros	2.10	2.10	0.00
Combustibles no convencionales + Líquidos de Gas Natutal de la OPEC	4.90	5.30	0.40
Producción de la OPEC (fuentes secundarias)	29.30	29.80	0.50
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>86.50</b>	<b>87.50</b>	<b>1.00</b>

Fuente: OPEC, "Mounthly Oil Market Report, January 2012

**Cuadro N° 1.7: Panorama de Reservas de Petróleo en el mundo [2]**

Tipo de Hidrocarburo	Recursos	
	2009	2010
Norte América	74.6	74.3
Centro y Sur américa	237.6	239.4
Europa y Eurasia	139.2	139.7
Medio Oriente	752.6	752.5
África	130.3	132.1
Asia Pacífico	42.2	45.2
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>1376.5</b>	<b>1383.2</b>

## **CAPÍTULO II LEGISLACION AMBIENTAL APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS**

Actualmente la Ley 28611 - Ley General del Ambiente, establece que el Estado tiene el rol de diseñar y aplicar las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones que sean necesarias para de esta forma garantizar el efectivo ejercicio y cumplimiento de los derechos, obligaciones y responsabilidades de carácter ambiental, realizando esta función a través de sus órganos y entidades correspondientes. Esto en concordancia con el Decreto Legislativo N° 757 – Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, establece claramente que cada ministerio y sus respectivos organismos públicos descentralizados, así como los organismos regulatorios o de fiscalización, cuentan con competencias, funciones y atribuciones ambientales sobre las actividades y materias señaladas en la Ley para su sector correspondiente. La actuación de las Autoridades Sectoriales y de las empresas privadas durante el diseño, mantenimiento y operación de sus proyectos o actividades económicas, deben encontrarse enmarcadas dentro de los Principios del Derecho Ambiental contenidos en la Ley General del Ambiente los cuales se detallan a continuación:

- Del principio de sostenibilidad (Artículo V): La gestión del ambiente y de sus componentes, así como el ejercicio y la protección de los derechos que establece la referida Ley, se sustentan en la integración equilibrada de los aspectos sociales, ambientales y económicos del desarrollo nacional, así como en la satisfacción de las necesidades de las actuales y futuras generaciones.
- Del principio de prevención (Artículo VI): La gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental. Cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan.
- Del principio precautorio (Artículo VII): Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza absoluta no debe utilizarse como

razón para postergar la adopción de medidas eficaces y eficientes para impedir la degradación del ambiente.

- Del principio de internalización de costos (Artículo VIII): Toda persona natural o jurídica, pública o privada, debe asumir el costo de los riesgos o daños que genere sobre el ambiente. El costo de las acciones de prevención, vigilancia, restauración, rehabilitación, reparación y la eventual compensación, relacionadas con la protección del ambiente y de sus componentes de los impactos negativos de las actividades humanas debe ser asumido por los causantes de dichos impactos.
- Del principio de responsabilidad ambiental (Artículo IX): El causante de la degradación del ambiente y de sus componentes está obligado a adoptar las medidas para su restauración, rehabilitación o reparación según corresponda o, cuando lo anterior no fuera posible, a compensar en términos ambientales los daños generados, sin perjuicio de otras responsabilidades administrativas, civiles o penales a que hubiera lugar.
- Del principio de equidad (Artículo X): El diseño y la aplicación de las políticas públicas ambientales deben contribuir a erradicar la pobreza y reducir las inequidades sociales y económicas existentes; y al desarrollo económico sostenible de las poblaciones menos favorecidas. En tal sentido, el Estado podrá adoptar, políticas o programas de acción afirmativa, entendidas como el conjunto coherente de medidas de carácter temporal dirigidas a corregir la situación de los miembros del grupo al que están destinadas, en un aspecto o varios de su vida social o económica, a fin de alcanzar la equidad efectiva.
- Del principio de gobernanza ambiental (Artículo XI): El diseño y aplicación de las políticas públicas ambientales se rigen por el principio de gobernanza ambiental, que conduce a la armonización de las políticas, instituciones, normas, procedimientos, herramientas e información de manera tal que sea posible la participación efectiva e integrada de los actores públicos y privados, en la toma de decisiones, manejo de conflictos y construcción de consensos, sobre la base de responsabilidades claramente definidas, seguridad jurídica y transparencia.

A continuación presentaremos las normatividades Ambientales

orientadas al sector de hidrocarburo y tomando como referencia a la Refinería La Pampilla S.A.A.

## **2.1 Normatividad Ambiental Sectorial de Hidrocarburos**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley No. 26221 (en adelante la Ley 26221), en concordancia con el DECRETO SUPREMO N° 042-2005-EM – Texto Único Ordenado de la Ley 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, es la norma base que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional. Esta Ley establece que los titulares de actividades de hidrocarburos están obligados a salvaguardar el interés nacional; y atender la seguridad y salud de sus trabajadores; y cumplir con las disposiciones sobre protección al medio ambiente. El Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - DECRETO SUPREMO No. 015-2006- EM establece las especificaciones que se deberán tomar en cuenta para desarrollar dichas actividades, buscando la protección del ambiente en el que se desarrolle la actividad; y los organismos competentes para la aplicación de dicho reglamento. También señala los requisitos para la presentación de los Estudio de Impacto Ambiental (EIA), Estudios de Impacto ambiental Semidetallado (EIA-sd), Declaración de Impacto Ambiental y el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), Plan Ambiental Complementario (PAC) y el Programa especial de Manejo Ambiental (PEMA).

Finalmente, aprueba los niveles máximos aceptables de contaminantes en el aire y los formatos para el Programa de Monitoreo de Efluentes Líquidos, el Programa de Monitoreo de Emisión de Gases y la Declaración Jurada sobre generación de emisiones y/o vertimientos de residuos de la industria de hidrocarburos. Dentro del Sector de Hidrocarburos debemos hacer referencia a las normas relacionadas con otros combustibles:

- **GAS NATURAL:** Referente a este sector la Ley 27133 – Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su reglamento DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM – Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, establecen las condiciones específicas para el desarrollo de esta industria en el territorio nacional, estableciendo las obligaciones de los titulares de esta actividad; en cumplimiento con disposiciones sobre protección del ambiente. Así

mismo mediante el DECRETO SUPREMO N° 040-2008-EM - Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante DECRETO SUPREMO N° 042-99-EM, se establece entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a la fiscalización, el procedimiento para el otorgamiento de derechos de servidumbre y los procedimientos para fijar tarifas, entre otros temas de importancia para el sector.

- **BIOCOMBUSTIBLES:** En este sector tenemos como marco legal de referencia a la Ley 28054 – Ley de Promoción del Mercado de Biocombustible, ley que establece el marco general para promover el desarrollo del mercado de los biocombustibles sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con el objeto de diversificar el mercado de combustibles, ofreciendo un mercado alternativo en la lucha contra las Drogas.

Mediante el DECRETO SUPREMO N° 021-2007-EM – Reglamento para la comercialización de Biocombustible, en el cual se establecen los requisitos para su comercialización y distribución, así como hace referencia a las normas técnicas de calidad de los mencionados productos. La normatividad ambiental sectorial más importante aplicable para las actividades de las refinerías es la que se indica en el Cuadro N°2.1.

**Cuadro N° 2.1: Normativa Ambiental Sectorial más importante para las actividades de una refinería – [4]**

D.S. N° 015-2006 - EM	Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos
D.S. 043-2007-EM	Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburo y Modificación de Diversas Disposiciones
D.S. N° 037-2008-PCM	Establecen LMP's de Efluentes Líquidos para el Subsector Hidrocarburo.
R.D. N° 030-96-EM/DGAA	Aprobación de Niveles Máximos Permisibles para



	Efluentes Líquidos producto de las actividades de explotación y comercialización de hidrocarburos líquidos y de sus productos derivados.
D.S. N° 055-93-EM	Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
D.S. N° 01-94-EM	Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo,
D.S. N° 030-98-EM	Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos
D.S. N° 045-2001-EM	Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros productos derivado de los Hidrocarburos
D.S. N° 045-2005-EM	Modifican diversas normas de los Reglamentos de Comercialización del Sub Sector Hidrocarburos y del Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos.

De dichos dispositivos el D.S. N° 015-2006-EM, la R.D. N° 030-96-EM/DGAA y D.S. N° 037-2008-PCM son los más importantes desde el punto de vista ambiental para el caso de las actividades de las refinerías. Otros dispositivos incluyen aspectos relacionados mayormente con la seguridad y puntualmente tocan aspectos ambientales. A continuación se incluyen comentarios referentes al cumplimiento del D.S. 015-2006-EM- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, así como otros dispositivos del sector enumerados anteriormente tomando en consideración a la Refinería La Pampilla S.A.A.

### **2.1.1 Cumplimiento del D.S. N° 015-2006-EM Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos**

Sobre el título V de las disposiciones aplicables a las actividades de hidrocarburos:

El Artículo 41° Para el acceso al área donde se desarrollarán

Actividades de Hidrocarburos se deberá observar lo siguiente:

- Se deberá dar preferencia al uso de medios de acceso fluvial o aéreo, y de ser el caso aprovechar los caminos o trochas existentes, adecuándolos a las condiciones climáticas y requerimientos de operación.
- En el cruce de ríos, quebradas o cauces del drenaje natural de las aguas de lluvia, deberán construirse instalaciones acordes con los regímenes naturales de estos cursos para evitar la erosión de sus lechos o riberas. Las obras deberán ser construidas de manera que no imposibiliten la normal migración de la fauna acuática.
- En el desarrollo de la construcción de la vía, especialmente en las zonas de frecuentes precipitaciones pluviales y en las de alta incidencia de vientos, se aplicará tecnologías o métodos apropiados para evitar desbordes, canalizaciones y erosiones. Sin embargo, para proceder a la construcción de estas vías, será necesario demostrar que no es posible utilizar los medios de acceso fluvial o aéreo.
- Tanto en los desmontes como en los cortes de las laderas que se produzcan por aplicación de las técnicas de construcción de caminos, se deberá aplicar relaciones de pendientes acordes con las características de los terrenos encontrados en su vinculación con los riesgos de erosión de la zona por lluvias o vientos.

El Artículo 43º Para el manejo y almacenamiento de Hidrocarburos, el operador Titular de las Actividades de Hidrocarburos cumplirá con los siguientes requisitos:

- No se colocará Hidrocarburos en recipientes abiertos ni en pozas de tierra, excepto en casos de Contingencia comprobada y sujeto a informar al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en un lapso no mayor de veinticuatro (24) horas, mediante documento escrito.
- Terminada la contingencia los Hidrocarburos serán colectados y depositados en recipientes cerrados y las pozas de tierra serán saneadas y cerradas. El saneamiento de las pozas de tierra se realizará siguiendo los métodos previstos en el Plan de Contingencias.

- El almacenamiento de Hidrocarburos deberá realizarse de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos que se encuentre vigente. Los tanques de almacenamiento o de transferencia verticales deberán estar provistos de sistemas de doble contención en el fondo que permitan detectar fallas de hermeticidad del fondo interior, de acuerdo con la norma API 650. En el caso de Hidrocarburos con punto de inflamación igual o mayor a sesenta grados Celsius (60°C), OSINERGMIN definirá la aplicabilidad de la norma API 650.
- Cada tanque o grupo de tanques deberá estar rodeado por un dique que permita retener un volumen por lo menos igual al 110% del volumen total del tanque de mayor capacidad. Los muros de los diques de contención alrededor de cada tanque o grupo de tanques y el de las áreas estancas deberán estar debidamente impermeabilizados con un material de una permeabilidad igual o menor que un diez millonésimo (0,000 000 1) metros por segundo. En el caso de tanques instalados con anterioridad a la vigencia de este Reglamento en que sea físicamente imposible rodear los tanques con la zona de contención, se debe construir un sistema de encauzamiento hacia pozas de recolección con capacidad no menor al 110% del volumen total del tanque de mayor capacidad. En localidades lluviosas, la capacidad de los cubetos de los tanques deberá ser mayor, de acuerdo a la intensidad de las precipitaciones. El drenaje del agua de lluvia y de las aguas contra incendio se realizará después de verificar mediante análisis químico que satisface los correspondientes Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes. En caso de contaminarse el agua proveniente de lluvias, esta deberá ser sometida a tratamiento para asegurar el cumplimiento de los Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes.
- Se deberá contar por lo menos con un sistema de quemado de gases para situaciones de emergencia (mecheros o flares) que permita una emisión no visible. En caso de emergencia, por excepción la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) podrá autorizar el uso de sistemas de venteo en sustitución de los sistemas de quemado. En estos casos, el responsable del proyecto o instalación - Titular de la

Actividad de Hidrocarburos, deberá presentar el sustento que demuestre que el venteo no ocasionará daños ambientales a los receptores en la situación de emergencia descrita.

- Los equipos eléctricos deberán estar conectados a tierra.
- En áreas con tormentas eléctricas las instalaciones estarán equipadas con sistema contra rayos.
- Las instalaciones o equipos tales como: ductos, tanques, unidades de proceso, instrumentos, etc, deberán ser sometidos a programas regulares de mantenimiento a fin de minimizar riesgos de accidentes, fugas, incendios y derrames.
- Los recipientes y tuberías serán sometidos a una prueba de hermeticidad antes de su puesta en servicio por primera vez y cuando hayan sido sometidos a mantenimiento o reparación que pudiera haber comprometido su hermeticidad. La disposición del medio empleado para la prueba de hermeticidad deberá realizarse de modo de satisfacer los requisitos para la disposición de residuos del estado de agregación correspondiente y de modo que no represente un peligro para la población y el Ambiente.

El Artículo 44° En el almacenamiento y la manipulación de sustancias químicas en general, incluyendo lubricantes y combustibles, se deberá evitar la contaminación del aire, suelo, las aguas superficiales y subterráneas y se seguirán las indicaciones contenidas en las hojas de seguridad de los materiales (MSDS) de los fabricantes. Para ello, el almacenamiento deberá al menos proteger y aislar a las sustancias químicas de los agentes ambientales y realizarse en áreas impermeabilizadas y con sistemas de doble contención.

El Artículo 46° Las áreas de proceso excepto el área de tanques, deberán estar sobre una losa de concreto adecuadamente impermeabilizada y contar con un sistema para coleccionar y recuperar fugas, drenajes de bombas, drenajes de puntos de muestreo, drenajes de tanques y otros. Los corredores de tuberías de los procesos podrán estar, alternativamente, sobre terrenos o zanjas de cualquier otro modo impermeabilizadas.

El Artículo 47° Los responsables de proyectos, obras e instalaciones, Titulares de Actividades de Hidrocarburos deberán elaborar y ejecutar programas regulares de inspección y mantenimiento de las maquinarias, equipos

e instalaciones, y registrar los resultados de la ejecución, en especial de los cambios que se produzcan en las características de los mismos. Cuando se produzca tales cambios, se deberá actualizar el análisis de riesgos y de requerirse, los procedimientos e instructivos de operación y el plan de respuesta de emergencia. Cuando el mantenimiento o reemplazo de equipos exponga suelos que estuvieron cubiertos por los equipos a reemplazar, se realizará una inspección organoléptica del suelo y del agua proveniente del subsuelo para determinar la eventual existencia de contaminación, registrando los resultados. En caso dicha inspección muestre indicios de existencia de contaminación del suelo, se realizará una evaluación para de ser el caso cuantificarla y plantear la rehabilitación y el saneamiento correspondiente; esta investigación se extenderá al agua subterránea.

El Artículo 48° Los residuos sólidos en cualquiera de las Actividades de Hidrocarburos serán manejados de manera concordante con la Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento, sus modificatorias, sustitutorias y complementarias. En los casos de Actividades de Hidrocarburos realizadas en áreas de contrato con el Estado donde no se cuente con servicios de empresas prestadoras de servicios de residuos sólidos, se aplicará las siguientes disposiciones:

- Los residuos sólidos orgánicos de origen doméstico serán segregados de los residuos de origen industrial y procesados y dispuestos utilizando rellenos sanitarios, incineradores, biodegradación u otros métodos ambientalmente aceptados. Los residuos sólidos inorgánicos no peligrosos deberán ser segregados y reciclados o trasladados y dispuestos en un relleno sanitario.
- Los residuos sólidos peligrosos serán segregados y retirados del área donde se realiza la actividad de Hidrocarburos y dispuestos en un relleno de seguridad, si se realizara almacenamiento temporal de estos residuos se hará en instalaciones que prevengan la contaminación atmosférica, de los suelos y de las aguas, sean superficiales o subterráneas, y su migración por efecto de la lluvia o el viento.

Las técnicas y el proyecto de relleno sanitario y de seguridad deberán contar con la opinión favorable de la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA), previa a la aprobación del proyecto por la DGAAE. Asimismo los

lugares para la disposición final deberán contar con la aprobación de la municipalidad provincial correspondiente y la selección deberá tener en cuenta los efectos de largo plazo, en especial los posteriores a la terminación de la actividad y abandono del área. Se prohíbe disponer residuos industriales o domésticos en los ríos, lagos, lagunas, mares o cualquier otro cuerpo de agua.

El Artículo 49° Se prohíbe la disposición de residuos o efluentes líquidos en cuerpos o cursos de agua así como en tierra, si no se cuenta con la debida autorización, y la respectiva comunicación a la autoridad pertinente sobre las coordenadas del punto de vertimiento. Antes de su disposición final, las Aguas Residuales Industriales, así como las de origen doméstico y de lluvia, serán segregadas y tratadas por separado para cumplir con los respectivos Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes.

El Titular deberá demostrar mediante el uso de modelos de dispersión que la disposición del agua residual no compromete los usos actuales o futuros previstos del cuerpo receptor. La DGAAE, previa opinión favorable de la DIGESA, establecerá limitaciones a los caudales de las corrientes de aguas residuales cuando éstas puedan comprometer el cumplimiento de los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para las correspondientes aguas receptoras. Los métodos de tratamiento a utilizar podrán ser: neutralización, separación gravimétrica, flotación, floculación, biodegradación, centrifugación, adsorción, ósmosis inversa, etc.

El Artículo 50° En las Actividades de Hidrocarburos se llevará un registro sobre la generación de residuos en general; su clasificación; los caudales y cantidades generados; y la forma de tratamiento y disposición para cada clase de residuo. Un resumen con la estadística y la documentación sustentadora de dicho registro se presentará en el informe anual a que se refiere el artículo 93°.

El Artículo 51° Las emisiones atmosféricas deberán ser tratadas para cumplir los correspondientes Límites Máximos Permisibles vigentes. El Titular deberá demostrar mediante el uso de modelos de dispersión el efecto de la disposición de las emisiones atmosféricas sobre los Estándares de Calidad Ambiental del aire en las áreas donde se ubiquen receptores sensibles. La DGAAE podrá establecer limitaciones a los caudales de las corrientes de emisiones atmosféricas cuando éstas puedan comprometer el cumplimiento de los Estándares de Calidad ambiental de aire.

Se diseñarán, seleccionarán, operarán y mantendrán los equipos de manera de reducir o eliminar las Emisiones Fugitivas.

El Artículo 52° La emisión de ruidos deberá ser controlada a fin de no sobrepasar los valores establecidos en el Reglamento Nacional de Estándares de Calidad Ambiental (ECA) de Ruido D.S. N°085-2003-PCM sus modificatorias, sustitutorias y complementarias, en los linderos de propiedad de la instalación donde se realice Actividades de Hidrocarburos. En áreas de licencia o concesión, los ECA de Ruido deberán cumplirse en los linderos de la ocupación más cercana incluyendo campamento móvil o permanente, o a trescientos (300) metros, lo que sea menor.

El Artículo 53° El operador Titular de la Actividad de Hidrocarburos deberá llevar un registro de los incidentes de fugas, derrames y descargas no reguladas de Hidrocarburos y de cualquier sustancia química peligrosa manipulada como parte de su actividad. Asimismo deberá informar al OSINERGMIN del incidente cuando el volumen de la fuga, derrame o descarga no regulada sea mayor a un (1) barril en el caso de Hidrocarburos líquidos, y a mil (1000) pies cúbicos en el caso de Hidrocarburos gaseosos o la cantidad aprobada por la DGAAE a propuesta del Titular a través del Plan de Manejo Ambiental (PMA) para otras sustancias químicas.

El manejo de suelos contaminados en cualquiera de las actividades, se realizará empleando métodos ambientalmente aprobados. En el caso de ocurrencia de incidentes en el mar se aplicará lo dispuesto en el Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (Convenio MARPOL) y en lo dispuesto por Dirección General de Capitanías y Guardacostas del Perú (DICAPI).

El Artículo 55° Cuando un proyecto pueda afectar a comunidades nativas o campesinas, se incluirán en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) las medidas necesarias para prevenir, eliminar o minimizar los Impactos Ambientales negativos, debiendo la empresa divulgar entre la población los alcances de la actividad a realizar y el procedimiento de Contingencias frente a derrames, incendios y otros accidentes industriales que pueda afectarlas.

El Artículo 56° Las áreas que por cualquier motivo resultaren contaminadas o de cualquier otra forma afectadas por las Actividades de Hidrocarburos deberán ser rehabilitadas en el plazo establecido por

OSINERGMIN teniendo en cuenta la magnitud de la contaminación, el daño ambiental y el riesgo de mantener esa situación. La ejecución de la rehabilitación será supervisada y fiscalizada por OSINERGMIN.

El Artículo 57° El Titular de la actividad de Hidrocarburos deberá ejecutar los programas de monitoreo del estado del Ambiente aprobados con el PMA. Estos programas deberán permitir seguir la evolución del estado del Ambiente.

El Artículo 59° Los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos, están obligados a efectuar el muestreo de los respectivos puntos de control de los efluentes y emisiones de sus operaciones, así como los análisis químicos correspondientes, con una frecuencia que se aprobará en el Estudio Ambiental respectivo. Los reportes serán presentados ante la DGAAE, el último día hábil del mes siguiente al vencimiento de cada período de muestreo. Asimismo, deben presentar una copia de dichos reportes ante el OSINERGMIN.

El Artículo 60° El Titular deberá presentar al OSINERGMIN, cada 05 años, el Plan de Contingencia para su aprobación. Dicho Plan será revisado anualmente por el OSINERGMIN, con la presentación del Programa Anual de Actividades de Seguridad (PAAS). (Nota.- este artículo es una modificatoria del D.S. N° 009-2007-EM).

El Artículo 61° El Plan de Contingencia contendrá información sobre lo siguiente:

- Las medidas que deberá ejecutar el Titular en caso de producirse derrames, fugas, escapes, explosiones, accidentes, incendios, evacuaciones, desastres naturales y presencia de poblaciones en situación de aislamiento o en situación de contacto inicial. La metodología de Contingencias para el contacto con estas poblaciones deberá seguir los lineamientos del Protocolo de Relacionamiento con Pueblos en Aislamiento, elaborado por el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas, Andinos, Amazónicos y Afroperuanos (INDEPA) o el que lo modifique o sustituya.
- Los procedimientos, los recursos humanos, el equipamiento y materiales específicos con que debe contar para prevenir, controlar, coleccionar y/o mitigar las fugas, escapes y derrames de Hidrocarburos o productos químicos; para rehabilitar las áreas afectadas; atender a las poblaciones



afectadas; y almacenar temporalmente y disponer los residuos generados.

- Los equipos y procedimientos para establecer una comunicación sin interrupción entre el personal, los representantes de OSINERGMIN, la DGH, la DGAAE y otras entidades gubernamentales requeridas y la población que pudiere verse afectada.
- El Plan de Contingencia será elaborado sobre la base de un estudio de riesgo, según los términos de referencia genéricos del Anexo N° 2. En el caso de Actividades de Hidrocarburos que puedan comprometer aguas marítimas o aguas continentales navegables, la sección del Plan de Contingencia para Derrames dedicada a la atención de derrames deberá seguir los Lineamientos para la Elaboración de Planes de Contingencias en Caso de Derrames de Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas, aprobados por Resolución Directoral N° 0497-98/DCG; así como sus modificatorias o sustitutorias.
- El personal del Titular y el de sus Subcontratistas deberán recibir entrenamiento sobre este Plan, dejándose registrado los resultados del entrenamiento. El Plan será evaluado después de la ocurrencia de todo incidente que requiera su activación y mediante la ejecución de al menos un simulacro anual. El OSINERGMIN deberá ser informado anticipadamente de la programación de los simulacros y podrá acreditar un representante como observador de los mismos.
- El OSINERGMIN podría llegar a ordenar la paralización de las actividades en caso detecte que el Plan de Contingencias no se encuentra adecuadamente implementado.
- En caso de que activen el Plan de Contingencia, y cuando la DGH o la autoridad que resulte competente declaren estado de emergencia, el Plan deberá mantenerse activo hasta que se declare la finalización de la Contingencia. El Plan incluirá la difusión y capacitación, de las secciones pertinentes, a las poblaciones y comunidades que podrían ser afectadas en caso de ocurrencia de incidentes.

El Artículo 62° El Titular de la actividad de Hidrocarburos establecerá un sistema de control de cambios, para identificar, evaluar, controlar, mitigar y registrar los efectos sobre la salud, la seguridad y el Ambiente ante cualquier

modificación a las instalaciones, los procesos, los procedimientos de operación, los procedimientos de mantenimiento, los procedimientos logísticos u otras actividades antes de implementar la modificación. La implementación de la modificación podría requerir a su vez, modificar el PMA.

El Artículo 63° Todo el personal, propio y contratado, deberá contar con capacitación actualizada sobre los aspectos ambientales asociados a sus actividades y responsabilidades, en especial sobre las normas y procedimientos establecidos para la protección ambiental y sobre las consecuencias ambientales y legales de su incumplimiento.

El Artículo 64° El PMA deberá establecer los volúmenes máximos, los lugares y las técnicas para la disposición de cortes y desmontes, teniendo en consideración la geografía y la dinámica ecológica del ecosistema.

Sobre el Título IX del procesamiento o refinación:

El Artículo 82° Los siguientes lineamientos básicos deberán ser implementados para todas las instalaciones:

- Todas las áreas de proceso, excepto el área de tanques y los corredores de tuberías, deberán estar sobre una losa de concreto y contar con un sistema para coleccionar fugas, drenajes de bombas, drenajes de puntos de muestreo, drenajes de tanques y otros.
- Las instalaciones de procesamiento o refinación con terminales marítimos deberán contar con sistemas de recepción y sistemas de tratamiento de agua de lastre, de conformidad con lo estipulado en el convenio MARPOL.

Sobre el Título X del transporte de hidrocarburos:

El Artículo 83° La construcción y operación de ductos para el transporte y distribución de Hidrocarburos deberán efectuarse conforme a las siguientes especificaciones:

- Antes de iniciar la construcción del Derecho de Vía (DDV) el operador deberá desarrollar estudios geotécnicos detallados, de estabilidad de taludes, control de erosión, disposición de cortes y desmontes.
- El OSINERGMIN deberá verificar que el PMA del EIA asegure el manejo de los impactos identificados en los estudios detallados antes mencionados, de no ser así deberá solicitar la actualización del PMA.

- Antes de iniciar la etapa constructiva el operador deberá contar con el PMA específico para el manejo de residuos, indicando la posición georeferenciada de cada relleno autorizado. Este PMA debe estar acompañado con un análisis de riesgos a fin de evitar afectaciones a las poblaciones que habiten en zonas adyacentes al DDV.
- El área de afectación del DDV de los ductos no deberá superar un ancho de veinticinco) 25 m. El operador deberá diseñar la instalación de los ductos considerando la mejor tecnología posible.
- En el caso de que se desarrollen actividades en zonas de altas precipitaciones y grados de erosión significativos, se deberán realizar estudios geotécnicos de detalle.
- En la construcción de ductos no se permitirán cruces aéreos, salvo en casos excepcionales en los cuales, el Titular deberá presentar la justificación en el EIA y el diseño a nivel de detalle para aprobación de la DGAAE con previa opinión de OSINERGMIN.
- En los ductos se instalarán estratégicamente válvulas de bloqueo para minimizar los derrames y fugas en caso de roturas u otras fallas de la tubería. Adicionalmente, si los estudios técnicos aprobados por OSINERGMIN así lo determinan, las válvulas de bloqueo deberán ser de accionamiento local.
- Las soldaduras de unión de las tuberías deberán ser inspeccionadas mediante métodos de ensayo no destructivos, antes de ser puestos los ductos en operación.
- Asimismo antes de ser puestos en operación, los oleoductos y gasoductos deberán ser sometidos a una prueba de hermeticidad a una presión no menor al ciento cincuenta por ciento (150%) de la máxima presión esperada en la operación normal o la que establezca la norma específica para el tipo de servicio deseado.
- En el caso de ductos subacuáticos, éstos deberán ser colocados de tal modo que se evite cualquier desplazamiento.
- Los ductos deben tener un sistema de medición de flujo que permita comparaciones continuas de los volúmenes entre el punto de bombeo y recepción, conforme a lo previsto en el Reglamento de Seguridad para el

Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 041-99-EM; así como sus modificatorias o sustitutorias.

El Artículo 86° Las unidades de transporte por vías terrestre de productos líquidos derivados de Hidrocarburos deberán contar con equipos y materiales para enfrentar emergencias por derrames, fugas, volcaduras e incendios, que incluirá equipos y medios para su comunicación con los propietarios de la carga y los servicios de respuesta a emergencias y una cartilla de instrucciones sobre su uso. Los propietarios de la carga están obligados a colaborar, bajo responsabilidad, durante la respuesta a las emergencias.

- El personal a cargo de estas unidades deberá haber recibido entrenamiento en el uso de tales equipos y materiales.
- OSINERGMIN verificará la disponibilidad de los equipos y materiales para la respuesta a emergencias y la capacitación del personal antes de otorgar la autorización de funcionamiento.
- La Policía Nacional del Perú en caso de requerírsele OSINERGMIN, podrá verificar en las vías terrestres, la disponibilidad de los equipos y materiales de respuesta de emergencia.
- La unidad de transporte por vía terrestre deberá contar con una copia del Plan de Contingencia.

### CAPITULO III GESTIÓN AMBIENTAL EN LA REFINERÍA

La gestión ambiental en una refinería contribuye a la conservación del medio ambiente. Es por ello que la Gestión Ambiental dentro de una refinería comprende la estructura organizativa, las responsabilidades, la política, las buenas prácticas, los procedimientos, los procesos y los recursos para determinar y llevar a cabo la política ambiental de la empresa.

Estas actividades son propias y cada vez más adheridas en la dirección de la refinería, sea esta de carácter y de vocación de rentabilidad económica o simplemente de carácter conservador de los elementos de los ecosistemas o del medio natural en el cual se desarrolla. Es por ello, que la Gestión Ambiental es transversal en las actividades de la refinería, al igual que la calidad, seguridad y salud ocupacional.

Actualmente es necesario implementar una cultura de desarrollo sostenible, más aún cuando está en juego la satisfacción de las necesidades de las personas y su calidad de vida; es dentro de esta perspectiva donde se cruzan dos factores fundamentales para la industria de hidrocarburos, por un lado se encuentra la lucha contra la pobreza en clara alusión al desarrollo económico; mientras que en el otro extremo radica la conservación del medio ambiente referida a la sostenibilidad de las actividades. Es por tal motivo que para la industria de hidrocarburos, es de suma importancia manejar un sistema de gestión ambiental que:

- Aumente el valor de la empresa.
- Asegure la continuidad de las operaciones (licencia social de la comunidad).
- Satisfaga los criterios de inversionistas y mejora el acceso al capital.
- Mejore el posicionamiento y la participación en el mercado.
- Mejore el control de costos.
- Reduzca los impactos ambientales.
- Reduzca incidentes que puedan concluir en pérdidas por responsabilidades legales.
- Ahorre en consumo de materiales y energía,

- Evite sanciones y/o suspensión de operaciones por incumplimientos ambientales.
- Mejore las relaciones entre la industria y las autoridades locales.
- Reduzca las primas de seguro.

### 3.1 Impactos Ambientales en la Refinería

Los impactos ambientales, son el resultado de las actividades de los procesos, principalmente, de las emisiones gaseosas, descargas de efluentes, desechos sólidos, emisiones de partículas, ruido y olor, además de efectos visuales que pueden presentar.

Las emisiones atmosféricas constituyen las causas más significativas de los impactos ambientales negativos de las refinerías; entre las más importantes se encuentran las emisiones de partículas de hidrocarburos (PM), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre ( $S_xO_y$ ) y óxidos de nitrógeno ( $N_xO_y$ ). Las emisiones de partículas se emanan de diferentes fuentes incluyendo la unidad de craqueo catalítico, los procesos de recuperación de azufre, calentadores, desfuegos, mecheros y almacenamiento de los productos o materias primas. Los sellos de las bombas y las válvulas pueden originar las emisiones fugitivas; por lo que la combinación de estas emanaciones puede causar olores nocivos que afectarán a grandes áreas alrededor de la refinería de petróleo.

En la refinación del petróleo se emplea grandes cantidades de agua para lavar los materiales indeseados de la corriente del proceso, para enfriamiento y producción de vapor, y en los procesos de reacción. Entre los contaminantes principales que se encuentran en los efluentes de las refinerías de petróleo tenemos aceites y grasas, amoníaco, compuestos fenólicos, sulfuros, ácidos orgánicos, cromo y otros metales. Se pueden expresar estos contaminantes en términos de su Demanda Bioquímica de Oxígeno ( $DBO_5$ ), Demanda Química de Oxígeno (DQO) y el contenido de Carbono Orgánico Total (COT). Además, existe el potencial para contaminar el agua superficial, el suelo y el agua freática debido a las fugas o derrames de las materias primas o productos. La purga del agua de enfriamiento, el agua de lavado o de limpieza, el escurrimiento e infiltración de los patios de tanques, almacén de tubos, áreas de entrega de productos, y módulos de procesamiento, también pueden causar la contaminación de las aguas superficiales y freáticas.

A la vez, las refinerías de petróleo generan grandes cantidades de desechos sólidos; los principales son las partículas catalíticas de las unidades de craqueo, finos de coque, sulfuros de hierro, medios de filtración, y diferentes lodos (de la limpieza de los tanques, separadores de aceite y agua, y sistemas de tratamiento de las aguas servidas).

La operación de refinación de petróleo puede ser ruidosa. Las fuentes de ruido son los compresores de alta velocidad, las válvulas de control, los sistemas de tubería, turbinas y motores, mecheros, intercambiadores de calor con enfriamiento por aire, ventiladores, torres de enfriamiento y desfuegos. Los niveles típicos de ruido varían de 60 a 110 dB a una distancia de un metro de la fuente. En los Anexos N° 1,2 y 3 se presentan el caso práctico de la Refinería la Pampilla S.A.A.

### **3.2 Emisiones atmosféricas en la Refinería**

Las emisiones atmosféricas de la Refinería tienen principalmente lugar en los calentadores de procesos (hornos, calderas) que son utilizados en la refinería para suministrar el calor necesario para elevar la temperatura de corrientes de entrada al nivel de destilación o de reacción, ya que los procesos en una refinería por lo general requieren de mucha energía. Generalmente más del 60% de las emisiones al aire de una refinería están relacionadas con la producción de energía para los principales procesos. La cantidad de estas emisiones están en función del tipo de combustible quemado, la naturaleza del contaminante en el combustible y del calor del horno.

El combustible quemado puede ser el gas de refinería, el gas natural, gases residuales, o combinaciones, dependiendo de la economía, condiciones de funcionamiento y exigencias de emisión.

Los principales procesos de la refinería son:

1. Procesos de separación (Destilación atmosférica y al vacío).
2. Proceso de mejoras de las características (Reformado Catalítico, Alquilación).
3. Proceso de conversión (FCC, Viscorreducción).
4. Procesos de acabado (Hidrotratamiento, Unidades Merox).
5. Procesos auxiliares (Tratamiento de aguas, unidades de azufre, unidades de aminas).

6. Procesos de manipulación de productos (Despacho de producto terminado).

Las instalaciones de cogeneración, calderas, calentadores y craqueos catalíticos son las fuentes principales de emisiones de óxidos de carbono ( $C_xO_y$ ), óxidos de nitrógeno ( $N_xO_y$ ), partículas y óxidos de azufre ( $S_xO_y$ ) a la atmósfera. En el Cuadro N° 3.1 se presentan las principales emisiones y sus fuentes principales de origen. De una forma más descriptiva, se presenta en el Cuadro N° 3.2 la clasificación de las principales fuentes de emisión, indicando los principales compuestos emitidos en cada una de ellas.

### **3.2.1 Descripción de las fuentes de emisiones atmosféricas presentes en la Refinería**

#### **3.2.1.1 Emisiones por combustión**

Son las emisiones que proceden de la quema de combustibles fósiles y de combustibles residuales en equipos.

En la combustión, prácticamente la totalidad del carbono contenido en el combustible se oxida a  $CO_2$ , pero debido a que el proceso de combustión no es completo y a que el combustible puede llevar en su composición otros elementos, se pueden emitir además de  $CO$ ,  $COVNM$ ,  $CH_4$ ,  $SO_2$ ,  $N_2O$ ,  $NO_x$  y partículas.



**Cuadro N° 3.1: Emisiones atmosféricas y sus fuentes principales [6].**

<b>EMISIONES</b>	<b>FUENTES PRINCIPALES</b>
CO <sub>2</sub>	Hornos de proceso, calderas y turbinas de gas.
	Regenerador del FCC
	Antorchas
	Incineradores
CO	Hornos de proceso y calderas
	Regenerador del FCC
	Calderas de CO
	Unidades de Recuperación de Azufre
	Antorchas
	Incineradores
NO <sub>x</sub>	Hornos de proceso, calderas y turbinas de gas
	Regenerador del FCC
	Calderas de CO
	Calcinadores de coke
	Incineradores
	Antorchas
N <sub>2</sub> O	Hornos de proceso, calderas y turbinas de gas
	Regenerador del FCC
	Calderas de CO
	Calcinadores de coke
	Incineradores
	Antorchas
Partículas (incluyendo metales)	Hornos de proceso y calderas (cuando se queman combustibles líquidos de refinería)
	Regenerador del FCC
	Calderas de CO
	Plantas de coke
	Incineradores
SO <sub>x</sub>	Hornos de proceso, calderas y turbinas de gas.
	Regenerador del FCC
	Calderas de CO
	Calcinadores de coke
	Antorchas
	Incineradores
Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs)	Instalaciones de almacenamiento y manipulación
	Unidades de separación de gases
	Sistemas de separación agua/aceite
	Emisiones Fugitivas (válvulas, bombas)
	Venteos
	Antorchas

Cuadro N° 3.2: Fuentes principales de emisión y sus principales compuestos emitidos [8]

CLASE DE EMISION	SO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	COVNM	N <sub>2</sub> O	NO <sub>x</sub>	CO	Partículas
<b>1. Emisiones por combustión</b>								
1.1 Emisiones con aprovechamiento energético								
Calderas	X	X	X	X	X	X	X	X
Turbinas de gas	X	X	X	X	X	X	X	X
Hornos de proceso	X	X	X	X	X	X	X	X
Motores estacionarios	X	X	X	X	X	X	X	X
1.2 Emisiones sin aprovechamiento energético								
Antorchas	X	X	X	X		X	X	
FCC (Craqueo Catalítico en lecho fluido)	X	X	X	X	X	X	X	X
PRAs (Planta de recuperación de azufre)	X							
Calcinador de coque	X	X						
Incineradores	X	X	X	X		X	X	
<b>2. Emisiones sin combustión</b>								
2.1 Plantas de Hidrógeno		X						
2.2 Destilación al vacío			X	X				
2.3 Gas venteado								
Venteos de proceso		X	X	X				
Venteos por almacenamiento				X				
2.4 Emisiones Fugitivas								
Por componentes			X	X				
2.5 Emisiones de Transporte y Distribución								
Operaciones y descarga de gasolina/nafta				X				

Dentro de los procesos de combustión se distinguen dos tipos:

#### **3.2.1.1.1 Emisiones por combustión con aprovechamiento energético.**

Aquellos con aprovechamiento del contenido energético de los combustibles. Dentro de este apartado deben incluirse:

- Alimentación a hornos.
- Generación de energía eléctrica.
- Generación de vapor.
- Combustibles para activación de catalizadores.
- Combustibles de aporte para tratamiento térmico de corrientes residuales.
- Gas piloto de antorchas.
- Grupos electrógenos.

Se reportarán indicando las cantidades de cada combustible utilizado, tal y como se indica en el punto a "Combustibles Consumidos".

#### **3.2.1.1.2 Procesos de combustión sin aprovechamiento energético**

Abarca los procesos de combustión en los que no se aprovecha la energía generada. Dentro de estos procesos se distinguen:

##### **Antorcha:**

Las antorchas son instalaciones destinadas a quemar de un modo controlado y seguro los hidrocarburos contenidos en las corrientes gaseosas.

El origen de las corrientes gaseosas es muy variado por que procede de distintas operaciones. Las emisiones correspondientes a las antorchas, son las características de los procesos de combustión. La metodología preferida consiste en conocer la cantidad de gas enviado a antorcha y su composición. No siempre es posible poder disponer de esta información debido a que está directamente relacionado con las operaciones especiales y de emergencia que se producen en planta (descarga de válvulas de seguridad, paradas) y por tanto sujeta a una gran variabilidad en caudal. Los balances de materia realizados permiten estimar el gas enviado a antorcha, así como su composición.

##### **Incineradores:**

Los incineradores son sistemas de depuración de corrientes residuales, mediante la combustión de los compuestos orgánicos contenidos en esas corrientes. Dentro de este apartado se reportará únicamente la corriente residual

objeto de tratamiento.

**Craqueo Catalítico en Lecho Fluido (FCC):**

El catalizador empleado en el proceso de FCC se desactiva por deposición de coque. Para su regeneración se oxida térmicamente produciéndose emisiones típicas de un proceso de combustión.

**Plantas de Recuperación de Azufre (PRA):**

El ácido sulfhídrico es un subproducto que aparece como consecuencia del refinado de crudos con alto contenido en azufre.

En las Plantas de Recuperación de Azufre, el  $H_2S$  se convierte en azufre elemental, quedando un gas de cola que contiene algo de  $H_2S$  que debe transformarse a  $SO_2$ , previo a su emisión a la atmósfera.

**Calcinador de coque**

Es un horno donde se calcina el coque verde, para reducir su contenido en materia volátil. Las emisiones del calcinador son las típicas de un proceso de combustión.

**3.2.1.2 Emisiones sin combustión**

Las emisiones sin combustión se producen como resultado de transformaciones químicas en alguna etapa del proceso y dependen mucho de las características propias del negocio y de los procesos productivos donde se generan. Las emisiones sin combustión se clasifican en función del proceso donde se generan:

**Plantas de  $H_2$ :**

Las plantas de hidrógeno producen una gran cantidad de  $CO_2$ , éste puede ser procesado posteriormente para otros usos (proceso de obtención de metanol, urea) o puede ser emitido a la atmósfera. La cantidad de  $CO_2$  emitido es función del ratio carbono/hidrógeno que posea el gas de alimentación.

Es importante destacar que no debe confundirse esta fuente de emisión de  $CO_2$ , con la emisión procedente de la quema de combustible en el horno(s) de proceso de la planta de hidrógeno (éste deberá considerarse como una fuente de emisión por combustión con aprovechamiento energético).

**Destilación a vacío:**

La mayor parte de emisiones proceden de los compuestos venteados a la atmósfera. Estas emisiones corresponden a  $CH_4$  y a COVNM. En muchos casos

los venteos son recuperados como combustibles, por lo que no tendría que tenerse en cuenta esta fuente de emisión.

**Gas Venteado:**

Dentro de este apartado se incluirán aquellas corrientes de venteos de proceso, que no hayan sido consideradas hasta ahora, así como los venteos procedentes de almacenamiento. Estos valores se estimarían a partir del balance de materia de las unidades. En el caso de almacenamientos son las correspondientes a pérdidas a presión atmosférica en los parques de almacenamiento de gasolina/nafta y crudo.

Las emisiones principales corresponden a COVNM y a CH<sub>4</sub>, aunque también puede existir algo de CO<sub>2</sub>.

**Fugitivas:**

Son emisiones de gases que se encuentran a presiones superiores a la atmosférica y que se producen en diferentes puntos de la instalación tales como juntas, sellos, válvulas, entre otros.

Estas emisiones corresponden a compuestos orgánicos volátiles (tanto COVNM como CH<sub>4</sub>) y se indican en base a medidas realizadas en Planta (cuando las haya) o se estiman según al número de componentes existentes en las líneas por las que discurren corrientes gaseosas orgánicas.

**Transporte y distribución:**

Emisiones procedentes de las operaciones de carga de gasolina (siempre y cuando la terminal de carga sea propiedad o esté dentro de la refinería). Las emisiones corresponden a CH<sub>4</sub> y COVNM.

**3.2.2 Procesos de tratamiento para reducción de emisiones atmosféricas contaminantes en la Refinería.**

En esta sección se relacionan brevemente las principales unidades presentes en las refinerías y cuyo propósito principal es la reducción de los contaminantes a la atmósfera. Esto no significa que sean las únicas medidas adaptadas, el fin principal es mitigar las emisiones a la atmósfera.

Reducción de las emisiones de azufre:

- Sistema de lavado de aminas.
- Unidad de recuperación de azufre.

Reducción de las emisiones de COV:

- Plantas de recogida de vapores orgánicos.
- Sistema de antorchas.

### 3.2.2.1 Reducción de Azufre.

Una parte muy importante del azufre que entra en la refinería con el crudo se elimina durante el refinado y es finalmente recuperado en forma de azufre elemental. Diversos procesos que transcurren en condiciones reductoras descomponen el azufre y lo transforman en H<sub>2</sub>S. Pertenecen a dos grandes grupos.

**Unidades de conversión térmica**, donde una parte sustancial de los compuestos sulfurados que entran con la carga se descomponen produciendo H<sub>2</sub>S. Uno de los esquemas posibles es el siguiente:



Como productos finales se obtiene H<sub>2</sub>S y otras moléculas más cortas con un enlace olefínico. Las unidades de proceso más representativas en las que se producen estas reacciones son: FCC, viscorreducción y coquización.

**Unidades de hidrotratamiento**, donde la carga se hace reaccionar con hidrógeno en presencia con un catalizador y condiciones apropiadas de presión y temperatura. El esquema de reacción podría ser:



En estas reacciones, junto al H<sub>2</sub>S se obtienen productos saturados.

En ambos casos, la secuencia completa de recuperación de azufre consta de dos fases:

- **Separar el H<sub>2</sub>S formado de la corriente hidrocarbonada.**

Puede realizarse con adsorbentes en seco, tal como tamices moleculares, carbón activo, esponja de hierro y óxido de zinc, pero lo más común es disolver el H<sub>2</sub>S en un absorbente líquido, los más usados son aminas.

- **Transformación del H<sub>2</sub>S en azufre elemental.**

La corriente de H<sub>2</sub>S de elevada concentración se envía a una unidad

de oxidación, en refinerías, dado su elevado volumen, tipo Claus, donde se recupera la totalidad del azufre en forma sólida.

### **Planta de absorción de H<sub>2</sub>S por aminas:**

Las unidades de aminas depuran cualquier corriente gaseosa que contenga H<sub>2</sub>S u otro gas de tipo ácido. Lo más usual es que el gas tratado sea hidrógeno, metano y etano, cuyo destino principal es el sistema de gas combustible de refinería.

Esquemáticamente consta de dos secciones: Torre de absorción y sistema de regeneración de la amina. El disolvente se bombea a una torre de absorción donde entra en contacto con los gases y el H<sub>2</sub>S se disuelve. El gas limpio (20-200 mg H<sub>2</sub>S/Nm<sup>3</sup>) se usa como combustible en hornos de procesos y otras operaciones de refinería. La disolución de H<sub>2</sub>S en aminas se calienta y agota con vapor para eliminar el gas sulfhídrico, retomando a la torre después de enfriada. Por cabeza del regenerador sale una corriente de H<sub>2</sub>S de elevada concentración, con algo de NH<sub>3</sub> y CO<sub>2</sub>, que se envía directamente a la unidad de recuperación de azufre. En la Figura N° 3.1 se muestra un diagrama simplificado del proceso de lavado con aminas. Se utilizan diferentes aminas, la elección viene en gran parte motivada por la selectividad respecto a H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

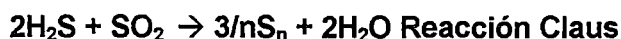
- MEA ha tenido un uso muy extendido, porque es poco costosa y altamente reactiva. Sin embargo, se degrada irreversiblemente por impurezas como COS, CS<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>, por tanto, no se recomienda si hay gases de unidades de craqueo.
- DEA es más costosa que MEA, pero resiste la degradación por COS y CS<sub>2</sub> y ha obtenido una amplia difusión.
- DGA también resiste la degradación por COS y CS<sub>2</sub>, pero es más cara que DEA y tiene la desventaja de también absorber hidrocarburos.
- DIPA usada en el proceso ADIP, licenciado por Shell. Elimina selectivamente H<sub>2</sub>S en presencia de CO<sub>2</sub>, también efectiva de COS y CS<sub>2</sub>.
- MDEA, hoy día la más difundida, tiene similares características a DIPA, esto es, alta selectividad al HS<sub>2</sub> pero no al CO<sub>2</sub>. Se utiliza en solución acuosa al 40-50% (MDA activado). A causa de la baja selectividad para la absorción de CO<sub>2</sub>, DIPA y MDEA son muy apropiadas para los gases de

cola en las unidades Claus, evitando el reciclo de CO<sub>2</sub>, MDEA se aplica como un simple disolvente o, en formulaciones patentadas, mezclada con otros compuestos.

### **Planta de Recuperación de Azufre (PRA):**

Existen diversas tecnologías para oxidar el H<sub>2</sub>S a azufre elemental, pero para elevadas cantidades el método universalmente adoptado es el Proceso Claus.

El proceso Claus consiste en la combustión parcial de la corriente de gas rica en H<sub>2</sub>S (con un tercio de la cantidad de aire estequiométrica) y posterior reacción del dióxido de azufre resultante junto con el sulfuro de hidrógeno inquemado en presencia de un catalizador de alúmina activada para producir azufre elemental.



La combustión parcial del H<sub>2</sub>S se lleva a cabo en unos quemadores especiales utilizando aire como comburente (existe una modalidad, poco desarrollada, que utiliza O<sub>2</sub>), con control cuidadoso de las proporciones relativas. El calor desprendido en la reacción se recupera generando vapor de agua de media presión.

La mezcla de H<sub>2</sub>S y SO<sub>2</sub>, junto con algo de CO<sub>2</sub>, procedente de la combustión de los hidrocarburos que acompañaban al gas de aminas, pasan por los reactores Claus, donde el catalizador, formado por pequeñas esferas de alúmina activada, promueve la formación de azufre, que se recoge líquido en un depósito. Posteriormente se enfría, muele y almacena para su venta.

La reacción Claus no transcurre de forma completa, por lo que una pequeña fracción del azufre, en forma de compuestos gaseosos sin reaccionar, se emite con el denominado gas de cola. Se minimiza este efecto situando reactores en serie. El Cuadro N° 3.3 muestra los rendimientos de conversión típicos.

Las plantas de Recuperación de Azufre no son equipos de combustión, sino reactores químicos con el propósito de controlar las emisiones al

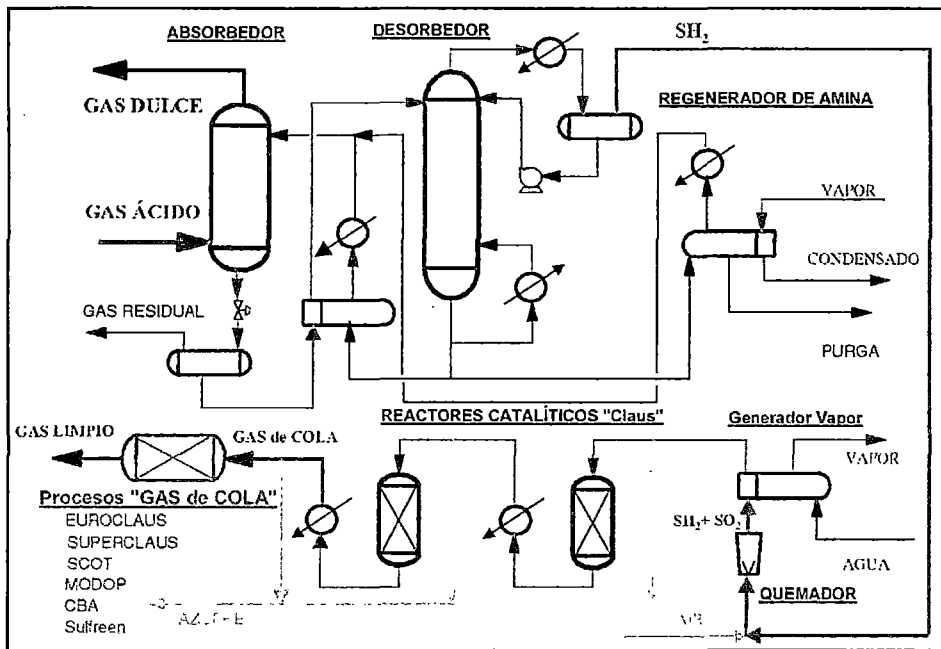


medioambiente; interesa que el rendimiento de eliminación de  $H_2S$  de su alimentación, altamente controlada, sea elevado; y es porque la normativa exige (en función de la capacidad de producción en toneladas de azufre/día).

**Cuadro N° 3.3: Rendimientos de conversión típicos.**

Número de reactores Claus	% de recuperación del azufre en la carga
1	90
2	95-97
3	97-98

**Figura N° 3.1: Producción de azufre, unidad de aminas y Claus**



### 3.2.2.2 Reducción de Compuestos Orgánicos Volátiles.

Toda la refinería es un emisor potencial de COV, en su control juega un papel importante la correcta gestión integral de la misma: programas de detección y control de fugas, buenas prácticas de conservación y limpieza, etc. No obstante, existen cuatro unidades críticas, donde, incluso con apropiada operación, se emiten hidrocarburos a la atmósfera, a menos de tomar medidas correctoras especialmente diseñadas para estas situaciones:

- Evaporación en parques de tanques de almacenamiento.

- Sistemas de trasvase, carga y descarga de productos ligeros.
- Planta de tratamiento de aguas residuales.
- Situaciones de emergencia y escapes de válvulas de seguridad.

#### **Eliminación COV en el trasvase de productos volátiles:**

Las mezclas gaseosas procedentes de las unidades de recuperación de vapores para reducir las emisiones en la carga no pueden ser emitidas directamente al aire, sino que han de pasar por alguna instalación de reducción del contenido en COV de forma tal que cuando salen a la atmósfera no sobrepasen 35 g/Nm<sup>3</sup>.

#### **Descripción del proceso:**

El proceso completo de reducción de COV consta de dos etapas:

- a) Todos los depósitos, cisternas, etc., se conectan apropiadamente para enviar el aire saturado de hidrocarburos a las unidades de recuperación/eliminación.
- b) Los hidrocarburos son recuperados, eliminados.

#### **Recuperación de hidrocarburos:**

Varias técnicas comerciales están disponibles para la recuperación de COV. Pueden dividirse en dos grandes grupos de acuerdo al tipo de separación:

- La eliminación de COV del aire se realiza en unidades PSA (Pressure Switch Adsorption), carbón activo, absorción por lavado con nafta pesada o queroseno, o permeación con membranas selectivas.
  - a) Absorción: las moléculas de vapor se disuelven en un absorbente líquido apropiado (agua, álcalis débiles, glicoles o fracciones de aceite mineral tales como reformado).
  - b) Adsorción: Las moléculas de vapor se disuelven en la membrana, y son impulsadas por difusión a través del material soporte hasta la otra cara donde se desorben a causa de la diferencia de presión parcial.
- Los COV son separados por condensación a estado líquido. Incluye reabsorción en la gasolina o crudo, condensación y compresión.

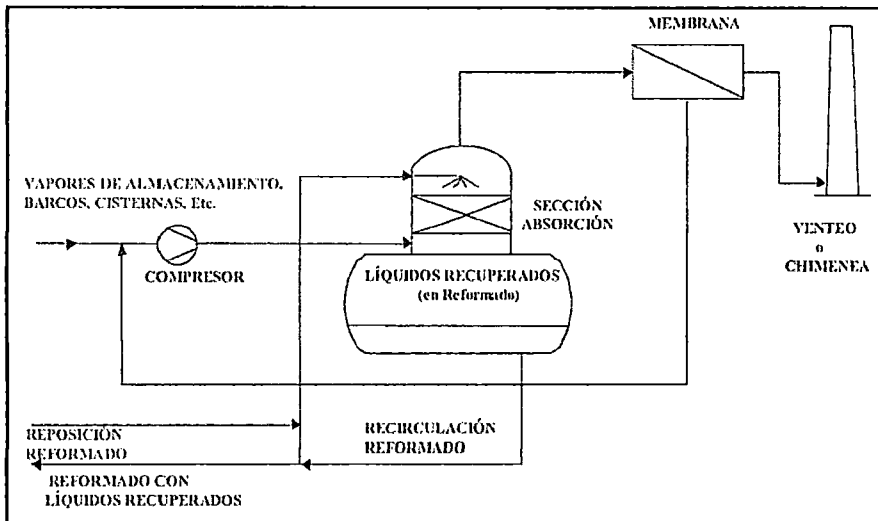
#### **Destrucción de vapores:**

Dos sistemas son relevantes:

- a) Combustión: Las moléculas de vapor se oxidan a CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, térmicamente a elevada temperatura, o localizada a menor temperatura.

- b) Oxidación Biológica: La descomposición a  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$  es seguida a temperatura ligeramente superior al ambiente por microorganismos situados en una masa sólida húmeda, a través de la cual se hace circular los gases. La eficiencia de conversión es 95-99%.

Este procedimiento es adecuado para el tratamiento de corrientes sin sensibles fluctuaciones en caudal o composición. Un problema de estos sistemas es su elevada sensibilidad al envenenamiento por contaminantes, por este motivo es preciso realizar un seguimiento continuo de la fórmula del gas entrante.



**Figura N° 3.2: Sistema simplificado del proceso de una Unidad Recuperadora de Vapores**

### 3.2.2.3 Sistema de antorchas.

Los sistemas de antorchas son considerados equipos de control de emisiones en un sentido indirecto. Las antorchas son sobre todo elementos de seguridad como sumidero de gases en situaciones de emergencia o incidentes e indirectamente como control medioambiental de las descargas de combustibles, indeseados o excedentes.

El diseño de las antorchas requiere que puedan trabajar sin humo para los flujos de gases que se esperan en operación cotidiana normal, por lo común 15 o 20% del máximo flujo de diseño.

## **Entradas y Salidas**

Al sistema de antorcha entran todas las corrientes gaseosas que por motivos de seguridad y cuidado del medio ambiente, deben ser eliminados rápidamente en condiciones fiables.

Para asegurar el mejor funcionamiento se inyecta vapor de agua (mejora la combustión) y gas de refinería en mecheros pilotos y para garantizar un flujo mínimo que impida la entrada accidental de aire al circuito. La única salida del proceso son gases de combustión a la atmósfera. Las antorchas de refinerías bien operadas obtienen una transformación del 98% a CO<sub>2</sub>, 1.5% a productos de combustión parcial (casi todo CO) y 0.5% no convertido.

## **Descripción del sistema**

Los sistemas de antorchas se dividen en dos secciones principales:

- a) El sistema de recogida de antorcha con un depósito separador de líquidos.
- b) La propia antorcha.

Cuando se trata grandes cantidades complejos refineros, pueden instalarse varios depósitos separadores en diferentes áreas de procesos con sistema de bloqueo para permitir manteniendo durante la parada de dichas áreas.

Básicamente hay dos tipos de antorcha:

- a) Elevadas: Las más usadas por disponibilidad y economía para grandes descargas.
- b) De suelo: Presentan algunas ventajas: menor visibilidad de llama, emisiones y ruido; pero también inconvenientes: mayor coste para grandes equipo, y potencial de producir nubes de hidrocarburos en caso de mal funcionamiento.

Algunas refinería hacen uso de ambos tipos de antorchas, en cuyo caso la de suelo se utiliza para quemar pequeñas cantidades de venteos continuos y descargas menores de las válvulas de seguridad .

El gran número de válvulas conectadas al sistema de antorcha hace imposible la estanqueidad de todas ellas, por lo que además del flujo necesario para los quemadores piloto, siempre existe una corriente de gas parásita que se quema innecesariamente en la antorcha.

Diversos estudios indican que una refinería bien gestionada no pueda

evitar que alrededor de 0.8-1.0 t/h de diferentes hidrocarburos sean quemados indeseablemente en la antorcha. En los últimos años, consideraciones económicas y medioambientales están promoviendo los sistemas de recuperación de estas corrientes sistemáticas de pérdidas; es de resaltar que no se trata de evitar las grandes avenidas en situaciones de emergencia (en cuyo momento hay que desear la rápida transformación de los gases), sino las moderadas pérdidas persistentes.

En la Figura N° 3.3 se muestra un diagrama simplificado de una instalación de antorcha. Se marca preferente a la antorcha elevada, la más común, y con la opción de incorporar una antorcha de suelo, que son menos difundidas.

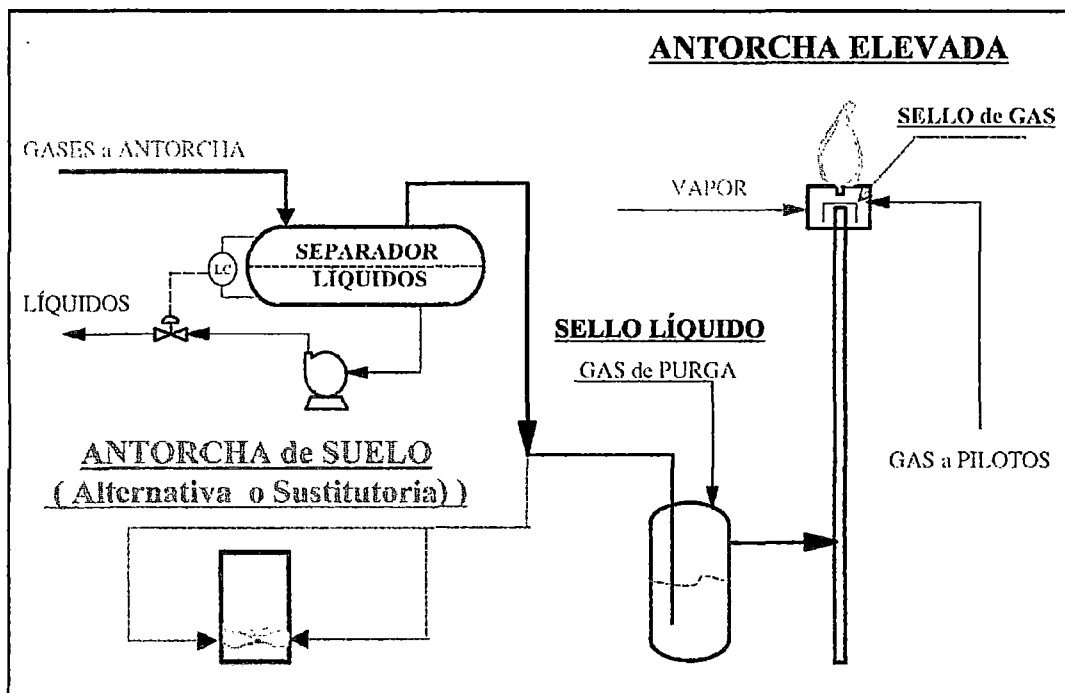


Figura N° 3.3: Diagrama de proceso simplificado del sistema de antorcha, instalación de antorchas.

### 3.3 Compuestos orgánicos volátiles en la refinería

Los compuestos orgánicos volátiles (COV), a veces llamados VOC (por sus siglas en inglés), son compuestos orgánicos constituidos fundamentalmente

por carbono, que se convierten fácilmente en vapor o gas y que tienen a 20° C una presión de vapor igual o mayor a 0,01 kPa, o una volatilidad equivalente en las condiciones particulares de uso. En general son compuestos con puntos de ebullición que oscilan entre 50 y 260° C.

Los heteroátomos más habituales que forman parte de los COV suelen ser oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno. El término COV agrupa a una gran cantidad de tipos de compuestos químicos, entre los que se incluyen los hidrocarburos alifáticos y aromáticos (clorados o no), y otros compuestos como aldehídos, cetonas, éteres, ácidos y alcoholes.

Los COV son liberados por la quema de combustibles, como gasolina, madera, carbón o gas natural. También son liberados por disolventes, pinturas, pegamentos y otros productos empleados y almacenados en los hogares y centros de trabajo. Muchos compuestos orgánicos volátiles se usan comúnmente en disolventes de pintura y de laca, repelentes de polillas, aromatizantes del aire, materiales empleados en pasatiempos, conservantes de madera, sustancias en aerosol, disolventes de grasa, productos de uso en la industria automovilística y líquidos para la industria de lavado en seco.

### **3.3.1 Clasificación de los compuestos orgánicos volátiles**

De todo lo anteriormente expuesto se puede concluir de una manera general que existen dos grupos principales de compuestos orgánicos:

- a) Los tradicionales Major Air Pollutants (MAP) o principales agentes contaminantes que comprenden dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, monóxido de carbono, partículas y los contaminantes secundarios de ozono.
- b) Hazardous Air pollutants o Agentes contaminantes peligrosos (HAP) entre los que están comprendidos agentes químicos, físicos y biológicos de diferentes tipos. Los HAP están generalmente presentes en la atmósfera en mucha menor concentración que los MAP, aunque son más difíciles de controlar debido a que en muchas ocasiones no son identificados (Wiederkehr y Yoon, 1998). Entre los HAP los más importantes son los COV y los PAH:
  - Compuestos orgánicos volátiles (COVs) emitidos principalmente a través de la combustión parcial de carburantes y a través de la

evaporación de disolventes orgánicos. De ellos destacan el benceno y el 1,3-butadieno por ser potencialmente cancerígenos. Ambos son emitidos principalmente a través de la combustión de petróleo y sus derivados.

- Hidrocarburos poliaromáticos (PAH): son compuestos emitidos en cantidades pequeñas a la atmósfera, pero son potencialmente cancerígenos.

La liberación de COVs al aire puede compararse sobre la base de su capacidad para formar ozono en relación a etileno también denominado factor de producción de ozono troposférico (POCP, Photochemical Ozone Creation Potential). Es importante señalar el control de la incidencia en el Medio Ambiente por el concepto POCP. Dicho control se fundamenta en el acuerdo denominado Protocolo de MONTREAL y posteriormente firmado por todos los Estados miembros de United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) el 21 de noviembre de 1991. La conversión a equivalentes de etileno está basada en la European Chemical Industry Council (CEFIC, 1998). Para 2003, POCP relacionado con emisiones de disolventes fue de 2,21 millones de kilogramos equivalentes a etileno.

**Cuadro N° 3.4: Relación de sustancias volátiles precursoras de ozono, según Directiva 2002/3/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al ozono**

Etano	cis-2-Buteno	n-Heptano	1,2,3-Trimetilbenceno
Etileno	1,3-Butadieno	n-Octano	1,3,5-Trimetilbenceno
Acetileno	n-Pentano	i-Octano	HTNM <sup>(1)</sup>
Propano	i-Pentano	Benceno	Formaldehido
Propeno	1-Penteno	Tolueno	
n-Butano	2-Penteno	Etilbenceno	
i-Butano	Isopropeno	m+p-Xileno	
1-Buteno	n-Hexano	o-Xileno	
trans-2-Buteno	i-Hexeno	1,2,4 Trimetilbenceno	

<sup>(1)</sup> HTNM - Hidrocarburos totales no metánicos corresponde a la suma de todos los hidrocarburos identificados y no identificados por cromatografía de gases en el intervalo C2 a C12.

En las moléculas orgánicas más complejas se mide su importancia como contaminante por su capacidad de producir ozono. El factor de producción de ozono fotoquímico (POCP) asociado a cada tipo de compuestos se indica en el Cuadro N° 3.5.

**Cuadro N° 3.5: Factores de producción de ozono fotoquímico**

Compuesto	POCP
Alquenos	84
Aromáticos	76
Aldehídos	44
Alcanos	42
Cetonas	41
Esteres	22
Alcoholes	20

La mayoría de los compuestos orgánicos volátiles son peligrosos contaminantes del aire. Cuando se mezclan con óxidos de nitrógeno, reaccionan para formar ozono, en el nivel del suelo o «smog» (de smoke: humo y fog: niebla). Este término se usa para designar la contaminación atmosférica que se produce en algunas ciudades como resultado de la combinación de unas determinadas circunstancias climatológicas y unos concretos contaminantes. A veces, no muy frecuentemente, se traduce por neblumo (niebla y humo). Hay dos tipos muy diferentes de smog:

#### **SMOG INDUSTRIAL**

El llamado smog industrial o gris fue muy típico en ciudades con mucha carga industrial, en las que, hasta hace unos años, se quemaban grandes cantidades de carbón y petróleo pesado con mucho azufre, en instalaciones industriales. En estas ciudades se formaba una mezcla de dióxido de azufre, gotitas de ácido sulfúrico formado a partir del anterior y una gran variedad de partículas sólidas en suspensión, que originaba una espesa niebla cargada de contaminantes, con efectos muy nocivos para la salud de las personas.

En la actualidad en los países desarrollados los combustibles que originan este tipo de contaminación se queman en instalaciones con sistemas de depuración o dispersión mejores y raramente se encuentra este tipo de polución,



pero en países en vías de industrialización como China o algunos países de Europa del Este todavía es un grave problema en algunas ciudades.

### **SMOG FOTOQUÍMICO**

En muchas ciudades el principal problema de contaminación es el llamado smog fotoquímico. Con este nombre nos referimos a una mezcla de contaminantes de origen primario ( $\text{NO}_x$  e hidrocarburos volátiles) con otros secundarios (ozono, peroxiacilo, radicales hidroxilo, etc.) que se forman por reacciones producidas por la luz solar al incidir sobre los primeros.

Esta mezcla oscurece la atmósfera dejando un aire teñido de color marrón rojizo cargado de componentes perjudiciales para los seres vivos. Aunque prácticamente en todas las ciudades del mundo hay problemas con este tipo de contaminación, es especialmente importante en las que están en lugares con clima seco, cálido y soleado, y tienen muchos vehículos, como es el caso de Lima y Callao. El verano es la peor estación para este tipo de polución y, además, algunos fenómenos climatológicos, como las inversiones térmicas, pueden agravar este problema en determinadas épocas ya que dificultan la renovación del aire y la eliminación de los contaminantes.

En la situación habitual de la atmósfera la temperatura desciende con la altitud lo que favorece que suba el aire más caliente (menos denso) y arrastre a los contaminantes hacia arriba.

En una situación de inversión térmica una capa de aire más cálido se sitúa sobre el aire superficial más frío e impide la ascensión de este último (más denso), por lo que la contaminación queda encerrada y va aumentando. Las reacciones fotoquímicas que originan este fenómeno suceden cuando la mezcla de óxidos de nitrógeno e hidrocarburos volátiles emitida por los automóviles, industrias y el oxígeno atmosférico reaccionan, inducidos por la luz solar, en un complejo sistema de reacciones que acaba formando ozono. El ozono es una molécula muy reactiva que sigue reaccionando con otros contaminantes presentes en el aire y acaba formando un conjunto de varias decenas de sustancias distintas como nitratos de peroxiacilo (PAN), peróxido de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{O}_2$ ), radicales hidroxilo (OH), formaldehído, etc. Estas sustancias, en conjunto, pueden producir importantes daños en las plantas, irritación ocular, problemas respiratorios, etc.

### 3.3.2 Importancia de los compuestos orgánicos volátiles

La importancia de los compuestos orgánicos volátiles (COVs) generados por la actividad humana en la química atmosférica se estableció en los años cincuenta en los estudios realizados sobre el smog de Los Ángeles. En dichos estudios se identificó el papel clave de la oxidación de estos compuestos, en presencia de luz solar y óxidos de nitrógeno, como una fuente de ozono y otros oxidantes. El conocimiento de la formación fotoquímica del smog se ha desarrollado desde entonces con ayuda de cámaras, cinéticas químicas de laboratorio, experimentación en campo, monitorización de la calidad del aire y estudios de modelado computacional.

A raíz de estos estudios, el smog fotoquímico ha sido detectado en casi todas las grandes ciudades a niveles que sobrepasan los valores establecidos de protección de la salud humana. Sin embargo, a pesar de la importancia que han cobrado últimamente los COVs, son escasas las investigaciones llevadas a cabo para su identificación, determinación y cuantificación, especialmente en ambientes rurales.

Los procesos biogénicos naturales también suponen un aporte de COVs a la atmósfera e incluyen las emisiones de plantas, árboles, animales, incendios forestales, procesos anaerobios en turberas y pantanos, etc. Por otra parte, algunos COVs también están presentes en la atmósfera como resultado de la degradación fotoquímica de otros COVs.

El estudio de los COVs resulta de especial relevancia debido a que dichos contaminantes juegan un papel importante en muchos de los problemas medioambientales actuales:

- Agotamiento del ozono estratosférico. Muchos COVs presentan gran estabilidad química y son capaces de alcanzar la estratosfera. Si contienen cloro o bromo en su estructura, los procesos de fotólisis estratosférica y la destrucción a cargo del radical hidroxilo pueden conducir a la liberación de compuestos desencadenantes de la destrucción de ozono.
- Efectos tóxicos o carcinogénicos en la salud humana. Muchos COV causan efectos directos sobre la salud humana mediante su olor, o por su efecto narcótico. Especial interés tienen aquellos que presentan efectos carcinogénicos como el benceno y el 1,3-butadieno, que son agentes

inductores de leucemia, o los hidrocarburos policíclicos aromáticos, que están clasificados como carcinogénicos y mutagénicos.

- Formación fotoquímica de ozono troposférico. En presencia de óxidos de nitrógeno y luz solar, los COVs reaccionan formando ozono, que no sólo resulta alarmante para la salud humana, sino también para cultivos y vegetación, receptores sobre los que ejerce un efecto fitotóxico. Por tanto, los COVs no sólo presentan problemas de acción directa, sino también como contaminantes secundarios, siendo precursores de sustancias oxidantes.
- Potenciación del efecto invernadero global. Si los COVs que se acumulan en la troposfera tienen la capacidad de absorber radiación infrarroja terrestre o solar pueden potenciar el efecto invernadero. Algunos compuestos carecen de dicha capacidad, pero pueden modificar las distribuciones globales de otros gases que sí la poseen. En consecuencia, pueden contribuir mediante la formación de ozono troposférico (gas de efecto invernadero que posee un potencial 2.000 veces superior al CO<sub>2</sub>) o aumentando o disminuyendo la distribución de radical hidroxilo troposférico y, por tanto, perturbando la distribución de metano.
- Acumulación y persistencia en el ambiente. Algunos COVs, especialmente los de alto peso molecular, superan los procesos de oxidación y se vuelven persistentes, siendo adsorbidos sobre partículas y transportados a largas distancias.

Debido a los motivos enunciados anteriormente, la mayor parte de los estudios sobre COVs se han desarrollado en ciudades, donde sus mayores concentraciones están relacionadas con el tráfico y determinadas actividades industriales; no obstante, también se han realizado estudios en espacios interiores, como restaurantes, colegios, etc., donde la población ocupa la mayor parte de su tiempo y la exposición total a determinados COVs es superior a la esperada. Sin embargo, los estudios en zonas rurales son muy escasos. Asimismo, a pesar de conocerse su actividad como precursores de ozono, pocos son los estudios que relacionan ambos parámetros.

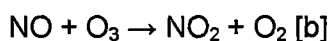
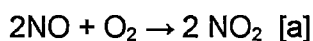
### 3.3.2.1 Formación fotoquímica de ozono troposférico

La emisión de una gran variedad de gases contaminantes (óxidos de nitrógeno y COVs) en la troposfera (10-15 Km de distancia) pueden presentar un alto riesgo como resultado de la oxidación de estos. Esto puede llevarnos a una gran variedad de productos oxidados que son potencialmente más dañinos que sus precursores. Debido a que la mayor parte de los procesos químicos que dirigen este tipo de reacciones están gobernados por la luz solar, los productos oxidados son denominados comúnmente como contaminantes fotoquímicos secundarios e incluyen contaminantes fotoquímicos como el ozono (O<sub>3</sub>). De lo dicho anteriormente podemos concluir su importancia, así como la identificación y cuantificación de los procesos que implican la generación de ozono y otros contaminantes fotoquímicos secundarios.

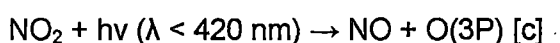
Los óxidos de nitrógeno, fundamentalmente el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), generalmente agrupados bajo la fórmula común NO<sub>x</sub>, son liberados a la troposfera (la capa más baja de la atmósfera) a partir de diversas fuentes biogénicas o antropogénicas.

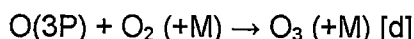
Se calcula que aproximadamente un 40% de las emisiones globales provienen de la quema de combustibles fósiles, lo que incide directamente en la inmediata vecindad de la atmósfera planetaria, fundamentalmente en forma de NO, con alrededor del 10% de NO<sub>2</sub>. Este último puede también formarse en pequeña proporción a partir del NO por reacción con oxígeno, mediante la reacción [a].

No obstante, en las condiciones troposféricas más habituales, la proporción de NO<sub>2</sub> producido a través de la ecuación [1] es mínimo, pues la mayoría del dióxido de nitrógeno se produce a través de la rápida reacción (en aproximadamente un minuto) con O<sub>3</sub> (ozono) indicada en la reacción [b]:



Por otra parte, durante las horas de luz solar, el dióxido de nitrógeno es convertido de nuevo en óxido nítrico según muestran las reacciones [c] y [d]:





Donde M representa un tercer componente, generalmente  $\text{N}_2$ . Por tanto, las ecuaciones [b] y [d] forman un ciclo con una nula producción neta, tal y como aparece representado en la siguiente Figura N° 3.4.

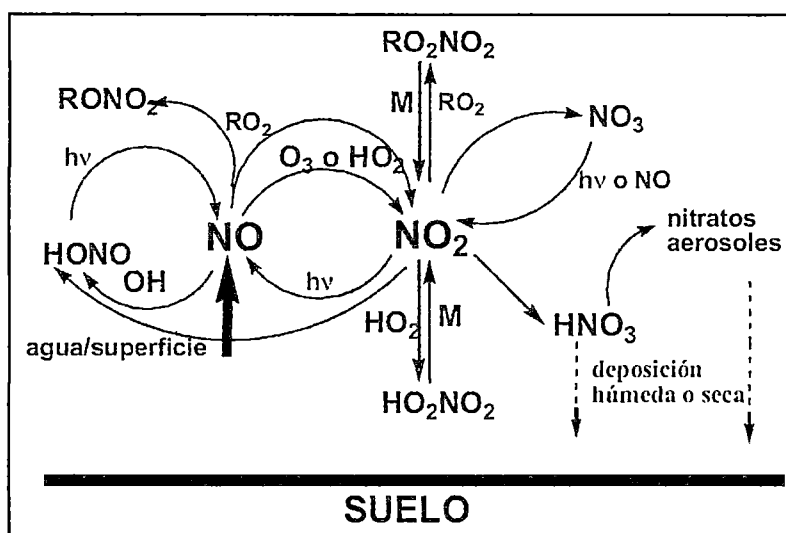
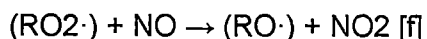
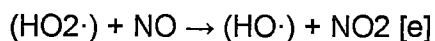


Figura N° 3.4: Interconversiones entre los diferentes compuestos oxidados de nitrógeno mediados por la luz solar en la troposfera.

En efecto, en ausencia de ninguna otra reacción secundaria, estaríamos ante un estado estacionario, de manera que las concentraciones de  $\text{NO}$  y  $\text{NO}_2$  estarían relacionadas con la concentración de  $\text{O}_3$ . Así pues, debido a su rápida interconversión, el comportamiento del óxido nítrico y del dióxido de nitrógeno está íntimamente interconectado, por lo que se les agrupa bajo la denominación global de  $\text{NO}_x$ .

No obstante, existen otros procesos químicos mediados por la luz solar que interconvierten las dos especies a través de radicales libres. Especialmente importantes son los que proceden a través de radicales peróxido, ya sean del tipo hidropéroxido ( $\text{H-O-O}\cdot$ ) o de tipo orgánico ( $\text{R-O-O}\cdot$ ), los cuales se originan en la troposfera como intermedios en la oxidación fotoquímica tanto de monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) como de otros COVs, como veremos más adelante. Las rutas adicionales para la interconversión entre las especies  $\text{NO}_x$  se reflejan en las reacciones [e] y [f]:



Sin embargo, como estas dos rutas de conversión de NO hasta NO<sub>2</sub> no consumen ozono, la introducción del exceso de NO<sub>2</sub> generado vía [e] y [f] en el proceso fotolítico representado en [c] y [d] implica una fuente neta de producción de ozono a nivel troposférico, con las funestas consecuencias que se comentarán más adelante. Existen otras transformaciones químicas de NO<sub>x</sub> que llevan a la generación de un amplia variedad de compuestos oxidados de nitrógeno, tanto de tipo orgánico como inorgánico, normalmente denominados NO<sub>y</sub>, que incluye NO, NO<sub>2</sub>, óxidos superiores (trióxido de nitrógeno, NO<sub>3</sub>, o pentóxido de nitrógeno, N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>), oxiácidos (ácido nítrico, HNO<sub>3</sub>; ácido peroxinitrico, HO<sub>2</sub>NO<sub>2</sub>; y ácido nitroso, HONO), peroxinitratos orgánicos (RO<sub>2</sub>NO<sub>2</sub>), o nitratos orgánicos (RONO<sub>2</sub>). De esta forma, a las especies NO<sub>y</sub> excluyendo a NO<sub>x</sub> se les suele llamar NO<sub>z</sub>. La mayoría de estas especies se generan durante el día, a través de diferentes procesos representados en la Figura N° 3.4.

### 3.3.2.2 Papel de los COVs en la formación fotoquímica de ozono

Está perfectamente establecido desde hace mucho tiempo que la formación de ozono en la troposfera está promovida por los COVs. Tal y como hemos indicado anteriormente, se pueden originar especies radicalarias del tipo peróxido, los cuales catalizan la oxidación total de los COVs hasta dióxido de carbono y agua, originándose igualmente especies oxidadas intermedias de naturaleza carbonílica (aldehídos, cetonas o monóxido de carbono), y la consecuente generación colateral de ozono.

En efecto, una ingente variedad de COVs emitidos de diversas fuentes biogénicas y antropogénicas pueden entrar a formar parte de este ciclo de oxidación esquematizado en la Figura N° 3.5 para un alcano genérico (RH) hasta su primer estadio de oxidación (R-HO).

De manera común a los procesos de oxidación troposférica de la mayoría de los compuestos orgánicos, la oxidación se inicia a través de radicales hidroxilo (HO·) como se muestra en la reacción [g], desencadenando una rápida

secuencia de reacciones tal y como se indica a continuación:

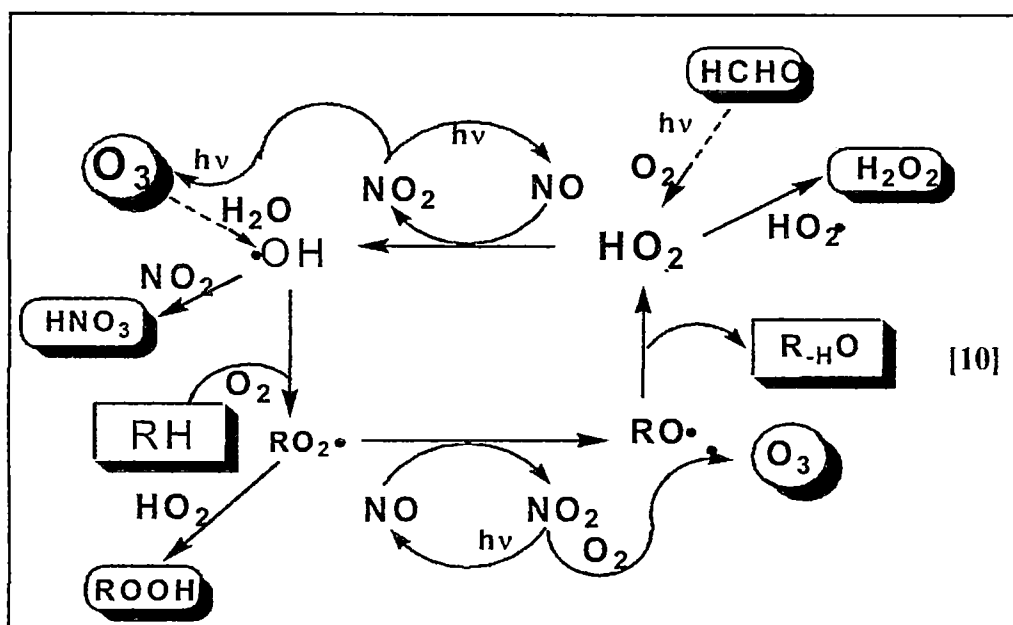
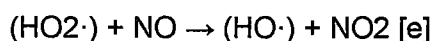
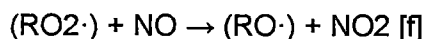
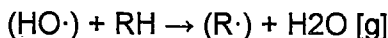


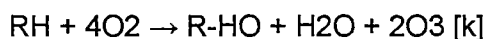
Figura N° 3.5: Representación esquemática de la oxidación catalizada por radicales de un hidrocarburo saturado (RH) hasta su primer producto de oxidación (RHO)

Puesto que se generan radicales hidroxilo en el último paso como se muestra en la reacción [e], estamos ante un ciclo catalítico en el cual las diversas especies radicalarias actúan como propagadores del mismo. Tal y como vimos anteriormente, los procesos [e] y [f] juegan un papel fundamental en el ciclo de interconversión de NO hasta NO<sub>2</sub> y la subsiguiente liberación de ozono.

El proceso genérico presentada en la reacción [i] muestra cómo los radicales RO· se convierten en hidroperóxido. El mecanismo de este paso depende obviamente de la naturaleza de RO· y, por ende, de la estructura del compuesto orgánico de partida. Para pequeños radicales (ejemplo, CH<sub>3</sub>O·), la

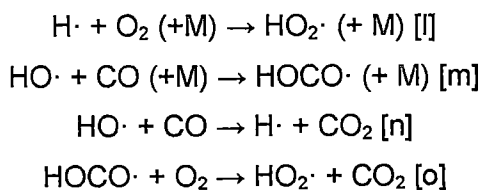
producción de hidroperóxido consta de un solo paso, por reacción con oxígeno, originando a su vez un producto de oxidación tipo aldehído o cetona, del tipo genérico R-HO (formaldehído en este caso), tal y como se indica en la Figura N° 3.5, ecuación [10].

Los radicales orgánicos de cadena más larga pueden también sufrir otros procesos de descomposición térmica o de isomerización, para cadenas de al menos 4 átomos de carbono. En estos casos, el mecanismo implica diversos pasos, lo que conlleva la existencia de otros intermedios radicalarios, aunque en la mayoría de los casos se genera el radical hidroperóxido en el paso final. Por tanto, si asumimos la reacción [10] como el mecanismo general de reacción de los radicales RO·, el proceso general de oxidación del alcano RH hasta R-HO se puede representar en la reacción [k].



Así pues, por cada molécula de alcano que se oxida en la tropósfera se generan aún moléculas de ozono, con los consiguientes perjuicios ya comentados. Y lo que es aún más grave, como la fotólisis del ozono es una de las principales fuentes de producción de radicales hidroperóxido, tal y como se comentará más adelante, nos encontramos ante un perverso círculo vicioso autocatalítico.

No obstante, sólo estamos ante la punta del iceberg, puesto que los primeros compuestos generados por oxidación (R-HO) pueden seguir oxidándose por mecanismos similares, generando más ozono, hasta que llegan a su último grado de oxidación (CO<sub>2</sub>). El penúltimo producto oxidado es de manera habitual el monóxido de carbono (CO), pues de hecho su mayor fuente de producción es la oxidación atmosférica de compuestos orgánicos. Por supuesto, su oxidación hasta dióxido de carbono también genera radicales hidroperóxido y ozono:





De manera genérica, para COVs de bajo peso molecular (como metano, etano, etileno, metanol, terc-butanol, acetaldehído, acetona y éter dimético), los mecanismos son bien conocidos. Para muchos otros, los mecanismos de oxidación definidos por analogía con los anteriores son bastante consistentes con los datos experimentales, y se puede de esta forma postular posibles mecanismos de oxidación para otros COVs de los que se disponga de pocos datos experimentales. No obstante, existen aún dudas acerca de los mecanismos de oxidación de hidrocarburos aromáticos o de terpenos.

Por tanto, la velocidad de oxidación de los COVs depende de la concentración ambiental de radicales  $\text{HO}_x\cdot$ , la cual está controlada por un delicado balance entre los procesos que los originan y los que los destruyen.

Así, estos radicales [hidroxilo ( $\text{HO}\cdot$ ) e hidroperóxido ( $\text{HO}_2\cdot$ )], se generan a través de la fotólisis de diferentes especies que existen en la atmósfera a nivel de trazas. En efecto, la radiación solar que penetra en las capas más bajas de la atmósfera lo hace en ondas de longitudes de onda mayores de 290 nm, por lo que las especies que son potenciales generadores de radicales serán aquellas que sean capaces de absorber a dichas longitudes de onda, de manera que se debe romper el enlace más débil de la estructura molecular. Entre los compuestos que son capaces de generar estos radicales citaremos el ozono, diversos aldehídos volátiles (fundamentalmente formaldehído), así como el ácido nitroso ( $\text{HONO}$ ). Por lo que se refiere a su eliminación, existen diferentes mecanismos por los que desaparecen, y se transforman en los llamados reservorios, puesto que pueden volver a producirse a partir de los mismos vía reacciones termo o fotoquímicas.

### **3.3.3 Efectos de los compuestos orgánicos volátiles para la salud**

Los efectos de los compuestos orgánicos volátiles para la salud pueden variar mucho según el compuesto y comprenden desde un alto grado de toxicidad hasta ausencia de efectos conocidos. Esos efectos dependerán de la naturaleza de cada compuesto y del grado y del período de exposición al mismo. La exposición a estos contaminantes puede realizarse por inhalación, ingestión o contacto con la piel. La mayor parte de los estudios se refieren a contaminación en espacios interiores debido a la mayor abundancia de estos contaminantes y son menores los estudios referidos a exteriores,

En general, la exposición a largo plazo a los compuestos orgánicos volátiles puede causar lesiones del hígado, riñones y el sistema nervioso central y cáncer. La exposición a corto plazo puede causar irritación de los ojos y las vías respiratorias, dolor de cabeza, mareo, trastornos visuales, fatiga, pérdida de coordinación, reacciones alérgicas de la piel, náusea y trastornos de la memoria. Como veremos a continuación, muchos de los disolventes más habituales presentan diversos riesgos tanto medioambientales como para la salud, puesto que la mayoría son bastante volátiles.

- a) Así, por ejemplo, los hidrocarburos saturados, amén de su volatilidad y alto grado de inflamabilidad, suponen un grave riesgo si son inhalados, afectando al Sistema Nervioso Central (originando desinhibición y/o depresión), a los pulmones, de manera que una exposición prolongada a los mismos puede originar cardiomiopatías, atrofia cerebral, o inclusive demencia. Y ya se ha comentado anteriormente sus efectos nocivos como consecuencia de la generación de ozono en la troposfera.
- b) Los compuestos orgánicos clorados son la base de muchos productos químicos sintéticos usados en el hogar; siendo algunos de ellos cancerígenos.

Los hidrocarburos halogenados, tipo cloroformo, diclorometano, tetracloruro de carbono o 1,1,1-tricloroetano, por citar alguno de los más empleados de entre este tipo de compuestos, los cuales poseen una enorme capacidad de disolver a un altísimo número de compuestos orgánicos. Estos disolventes, muy volátiles, pueden originar problemas de irritación y dermatitis a nivel tópico, y si se inhalan, conducen a alteraciones en el sistema nervioso, riñón, hígado o corazón. Inclusive, se piensa que este tipo de disolventes pueden ser carcinogénicos, mutagénicos o teratogénicos. De especial importancia son los hidrocarburos que contienen tanto cloro como flúor, los llamados clorofluorocarbonados, o más habitualmente, CFCs. Estos compuestos (los más representativos serían el triclorofluorometano o el diclorodifluorometano, los llamados freones), aunque presentan un menor riesgo de producir los efectos nocivos de los hidrocarburos que solamente contienen cloro, representan un grave peligro, pues dada su extrema volatilidad ascienden hasta la estratosfera y producen la

consabida destrucción de la capa de ozono. También se incluyen entre éstos a los bifenilos policlorados (PCB) contaminantes industriales prohibidos en la actualidad y los cloruros de polivinilo (PVC). En el caso del cloruro de vinilo es un carcinógeno bien conocido para el hombre. Su metabolito epoxi puede provocar un tumor muy raro, el angiosarcoma de hígado. Presenta una reactividad óptima que le permite alcanzar el núcleo celular sin ser inactivado, como ocurre con otros compuestos de vinilo más ricos en cloruros. Una vez en el núcleo se une de forma covalente con el ADN. El efecto de los compuestos clorados como el cloroformo se ha relacionado en varios estudios con los cánceres de vejiga y recto. Los PCB se han utilizado en muchas aplicaciones industriales como aislantes eléctricos. En España existe un escaso conocimiento sobre la cantidad de PCB almacenados y las condiciones de las instalaciones que las contienen). Diversos estudios han observado que en España muchas muestras de carne, pescado, huevos, leche, mantequilla, queso, cereales, contienen residuos de PCB o isómeros de lindano como el  $\beta$ -hexaclorociclohexano.

- c) Por lo que respecta a los hidrocarburos aromáticos (benceno, tolueno, xilenos, benzonitrilo, o aromáticos clorados), su volatilidad también les hace peligrosos, en especial en el caso del benceno, compuesto cabeza de serie. Cuando se liberan, diferentes microorganismos pueden degradarlos mediante procesos de oxidaciones a mayor o menor escala, pero si estos compuestos llegan a entornos anaeróbicos (como suelos, por ejemplo), su degradación se ralentiza de manera considerable. El benceno es un conocido cancerígeno humano y una fuente importante de él, es la pintura, aunque se puede encontrar en resinas, aceites, plásticos, detergentes, explosivos, productos farmacéuticos, etc. Generalmente es liberado al medio ambiente a través de la combustión de la gasolina, la cual contiene aproximadamente un 1% de benceno. El benceno es absorbido en el organismo siguiendo varios caminos entre los que incluimos inhalación, contacto a través de la piel, e ingestión produciendo en función del tiempo y tipo de exposición a diferentes tipos de lesiones. Parece ser que el benceno es metabolizado por el hígado para originar diferentes tipos de metabolitos, entre ellos el muconaldehido

(2,4- hexadienodial), el cual se une de manera covalente tanto a las cadenas de ADN como a diferentes proteínas (Latriano y cols., 1986), por lo que la exposición continuada al benceno tiene efectos mutagénicos y teratogénicos y se ha relacionado con el aumento de leucemia en la población, como se ha podido comprobar en estudios realizados en laboratorio. Sobre la base de los estudios realizados en humanos y animales se ha calculado que la inhalación de benceno produce una unidad de riesgo para cáncer de  $8,3 \cdot 10^{-6}$  ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ).

Se estima que el 70-75% del riesgo de cáncer se atribuye a compuestos como el benceno, 1,3 butadieno y formaldehído. El humo del tabaco también contiene benceno. Por otra parte, las alfombras son una fuente muy importante de benceno y formaldehído. Una alfombra típica puede contener más de 120 diferentes agentes químicos.

- d) Los alcoholes (metanol, etanol, n-propanol, o iso-propanol) son un tipo de disolventes relativamente «verdes», aunque su volatilidad e inflamabilidad puede originar, si existe una exposición prolongada, problemas de irritación ocular, dolores de cabeza, fatiga o pérdida de concentración.
- e) Los éteres (fundamentalmente el éter dietílico o el tetrahidrofurano, THF) son muy frecuentemente usados para disolver productos orgánicos, pues posteriormente pueden eliminarse con facilidad por una simple destilación, aunque su extremada volatilidad origina riesgos de explosión, acentuada por la posibilidad de formar peróxidos inestables.  
Generalmente se les suele considerar como no muy nocivos para el entorno, pero recientemente se ha detectado que el empleo de terc-butil metil éter (TBME) como sustitutivo del tetraetilplomo en las gasolinas puede conllevar diferentes riesgos para la salud humana o animal.
- f) Por último, los disolventes polares apróticos, tipo acetona, 2-butanona, acetonitrilo, N,N-dimetilformamida (DMF), dimetilsulfóxido (DMSO), o hexametilfosforamida (HMPA), tan habituales en cualquier laboratorio orgánico, tampoco están exentos de peligros. Las cetonas presentan una casuística semejante a los éteres, mientras que el acetonitrilo puede inhibir la cadena respiratoria.

La DMF puede originar daños renales o hepáticos, e inclusive puede

conducir a problemas de impotencia; el DMSO origina dermatitis y malfuncionamiento hepático, y finalmente, la HMPA, aunque es menos volátil, también puede incidir sobre los pulmones, riñones.

No incluido en esta clasificación, pero de gran importancia por su toxicidad es el formaldehído. El formaldehído es un gas incoloro emitido por muchos materiales de la construcción y productos relacionados como gomas y resinas. Sin embargo el formaldehído es usado fundamentalmente como un intermedio químico en la fabricación de urea, fenol y resinas de melamina así como en otras muchas aplicaciones. Debido a que el formaldehído es un sensibilizador del sistema inmunológico puede causar alergias múltiples y sensibilidades a sustancias totalmente no relacionadas, si la exposición es permanente. Tos, asma y bronquitis son también síntomas de exposición a formaldehído. Exposiciones continuas a formaldehído se han asociado con una mayor incidencia de cáncer de pulmón y cáncer nasofaríngeo. La unidad de riesgo de inhalación para el formaldehído se ha estimado en  $1,3 * 10^{-5}$  ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ).

Cuando el 1,3 butadieno y otras sustancias encontradas en los COVs (e.g.: propano, propeno, butano o vinil acetileno) son quemados, se generan cantidades significativas de compuestos aromáticos polinucleares (HAPs). Estos compuestos no volátiles constituyen un grupo de contaminantes considerado de estudio prioritario debido a sus propiedades mutagénicas, tóxicas y cancerígenas.

En zonas urbanas, las mayores emisiones se hayan asociadas al tráfico, en particular a los motores diésel, mientras que las calefacciones domésticas de carbón y madera principalmente, seguidas de las emisiones de procesos industriales de producción de aluminio y coque serían las fuentes principales en zonas rurales e industriales. De lo dicho se deduce que estas sustancias son extraordinariamente ubicuas, siendo el más conocido el 3,4  $\alpha$ -enzopireno presente en el humo del tabaco. Es un mutágeno indirecto, ya que debe ser biotransformado previamente a su metabolito epoxi para ejercer su acción genotóxica. Este último tiene gran afinidad por el ADN, con el que forma fácilmente aductos. Se han descrito tumores de pulmón y piel (cara, manos, escroto) en trabajadores expuestos directamente a este tipo de sustancias. Los niños son potencialmente una población de riesgo debido a que son especialmente vulnerables debido a que sus mecanismos de desintoxicación no

están completamente desarrollados y sus órganos están en formación. Además están más expuestos que los adultos; un niño menor de cinco años consume tres a cuatro veces más comida y bebe más agua y zumos que un adulto por unidad de peso corporal. En un estudio realizado en Minneapolis se analizó la concentración de once COVs en sangre en una muestra de 150 niños comprobando que la concentración de estos compuestos excedió a la de los adultos incluyendo fumadores.

El monóxido de carbono es un gas incoloro, inodoro que como es bien sabido, causa la muerte en niveles ligeramente altos. Sin embargo, menos conocido es el hecho de su gran toxicidad en dosis mucho más bajas, donde puede tener serios efectos en funciones cognitivas superiores tales como la memoria, la concentración y el razonamiento. La exposición crónica del monóxido de carbono también puede resultar en sensibilidades químicas múltiples ya que interfiere con los métodos de desintoxicación en el hígado causando una sobrecarga tóxica.

## CAPITULO IV PROBLEMÁTICA A ANALIZAR

En toda refinería, las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) están presentes en cuatro orígenes principales:

- Fugas y derrames de la red de tuberías y depósitos.
- Emisiones procedentes del sistema de aguas residuales (separadores y plantas de tratamiento).
- Pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento.
- Vapores procedentes de las estaciones de carga y trasiego

El presente trabajo aborda la problemática de las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles No Metánicos (COVNM) producto del almacenamiento de combustible de la refinería, estas emisiones se producen debido a la pérdida por evaporación del líquido durante el almacenamiento, trasvase, llenado y resultado de los cambios en el nivel del líquido.

Es por esto, que surgen diversos tipos de preguntas dentro del estudio de las medidas que deben adoptarse para reducir las pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento como son:

- El uso del tipo de tanque apropiado para el producto.
- La instalación de dobles sellos en los tanques con techo flotante.
- Reducir o minimizar el número de accesorios en los tanques.
- Incluir los parques de tanques en el programa de reparación y detección de fugas (LDAR).
- Vigilar el método de toma de muestras.

Las fuentes de emisión varían según el diseño del tanque, cómo es la contribución relativa de cada tipo de fuente de emisión. Es por ello que mediante una evaluación técnica – económica y considerando un enfoque ambiental se presentará las acciones correspondientes para reducir las emisiones de Compuestos orgánicos no metánicos (COVNM) en tanques de almacenamiento por instalación de sellos secundarios en tanques de techo flotante.

Por tal motivo como una primera parte se desarrolló una descripción del proceso de refinación de crudo en la Refinería; luego se presentó una descripción técnica de los tipos de tanques de almacenamiento, sus tipos de

mecanismos de emisión y los mecanismos control que actualmente presentan y con ello mostrar las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles que se realizan como parte de su operación. En la segunda parte se plantea una evaluación técnica y económica como parte de la implementación de las acciones para la reducción de los Compuestos Orgánicos Volátiles en la Refinería.

Es por ello que el presente trabajo se sustenta como un aporte a la mejora continua planteada en los principios de La Política Nacional del Ambiente, como parte del cumplimiento de objetivos ambientales. Del cual, de acuerdo al artículo 9º de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, el objetivo de la Política Nacional del Ambiente es mejorar la calidad de vida de las personas, garantizando la existencia de ecosistemas saludables, viables y funcionales en el largo plazo; el desarrollo sostenible del país, mediante la prevención, protección y recuperación del ambiente y sus componentes, la conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, de una manera responsable y congruente con el respeto de los derechos fundamentales de la persona.

#### **4.1 Descripción del problema actual**

Como sabemos por lo expuesto en el capítulo III, los compuestos orgánicos volátiles (COV) son sustancias químicas que contienen carbono, las cuales se evaporan fácilmente a temperaturas y presiones ambientales; estos se presentan junto con elementos como el hidrógeno, oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno, los cuales son precursores del calentamiento global (Gases de efecto invernadero), contribuyen a la formación del smog fotoquímico y generan daños irreparables a la salud de las personas.

Podemos mencionar algunos Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) como el isopreno, pineno, limoneno, benceno, tolueno, nitrobenceno, formaldehído, clorobenceno, Tolueno, Xileno, Acetona, Percloroetileno, Tetracloroetileno.

Actualmente la Unión Europea lidera los temas ambientales con respecto a las emisiones de COV.

Tomando como ejemplo España; actualmente existen 4 Reales Decretos enfocados a las emisiones de COV, dos Reales Decretos que tienen como



objetivo principal la prevención y la reducción de la contaminación atmosférica debida a la emisión de compuestos orgánicos volátiles en diversas actividades industriales y otros dos Reales Decretos regulan las emisiones de COV de los combustibles:

- El Real Decreto 117/2003 se basa en la limitación de emisiones de compuestos orgánicos volátiles debidas al uso de disolventes en determinadas actividades. En él se define COV como todo compuesto orgánico que tenga a 293,15 K una presión de vapor de 0,01 kPa o más, o que tenga una volatilidad equivalente en las condiciones particulares de uso.
- El Real Decreto 227/2006 transpone la Directiva 2004/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, y tiene como principal objetivo limitar el contenido de COV en pinturas, barnices y productos de renovación del acabado de vehículos.
- El Real Decreto 2102/1996, de 20 de septiembre, sobre el control de emisiones de COV resultantes de almacenamiento y distribución de gasolinas desde las terminales a las estaciones de servicio.
- El Real Decreto 1437/2002, de 27 de diciembre, por el que se adecuan las cisternas de gasolina al Real Decreto 2102/96.

Esto es una muestra clara de la importancia en temas de reducción de emisiones de COV por parte de la comunidad Europea. Actualmente en el Perú no se tiene una regulación directa acerca de estas emisiones, pero se espera que en los próximos años con la consolidación del Ministerio del Ambiente, empiecen a presentarse propuestas de leyes en temas ambientales como Límites Máximos Permisibles (LMP) y Estándares de Calidad Ambiental (ECA).

#### **4.2 Descripción del proceso de refinación de la refinería La Pampilla**

Para el presente estudio, se ha tomado de referencia a la principal refinería del Perú. La Refinería La Pampilla fue inaugurada el 17 de diciembre de 1967, con una capacidad instalada de Destilación Primaria de 20 mil barriles/día; en 1974 se incrementó a 35 mil barriles/día.

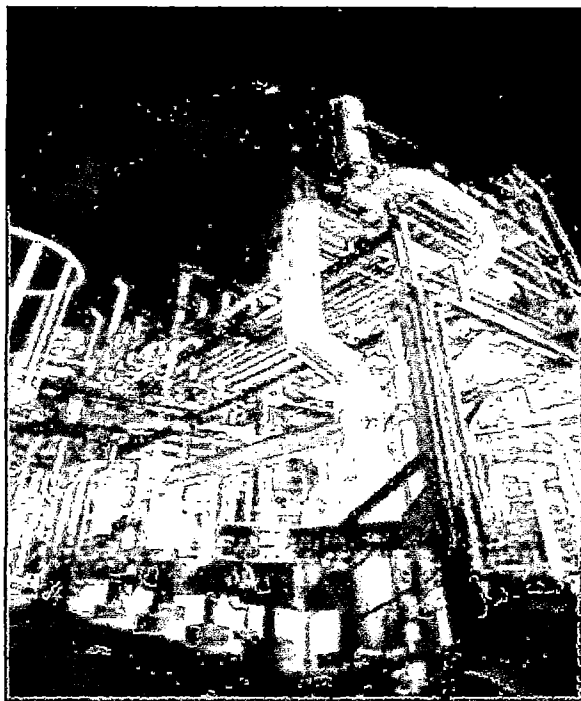
En 1977 se construyó una segunda Unidad de Destilación Primaria con una capacidad nominal de 65 mil barriles diarios. Actualmente su capacidad en

destilación primaria es de 107,200 barriles/día. Actualmente abastece a más del 50% del mercado nacional de combustibles, productos que el parque automotor y la industria requieren y genera un 40% del volumen exportable, principalmente productos residuales y gasóleo. El suministro se realiza directamente a los camiones cisternas en la Planta de Despachos o mediante Buques-tanque desde el terminal marítimo hacia los diferentes puertos del litoral del país o del extranjero. La Refinería cuenta con varias unidades de procesos que explicaremos a continuación:

- Destilación Primaria o atmosférica (UDP)
- Destilación al Vacío (DV)
- Craqueo Catalítico (UFCC)
- Reformación Catalítica (UFPT)
- Visbreaking (VB)
- Planta de Despachos

#### **4.2.1 Destilación primaria o atmosférica (UDP)**

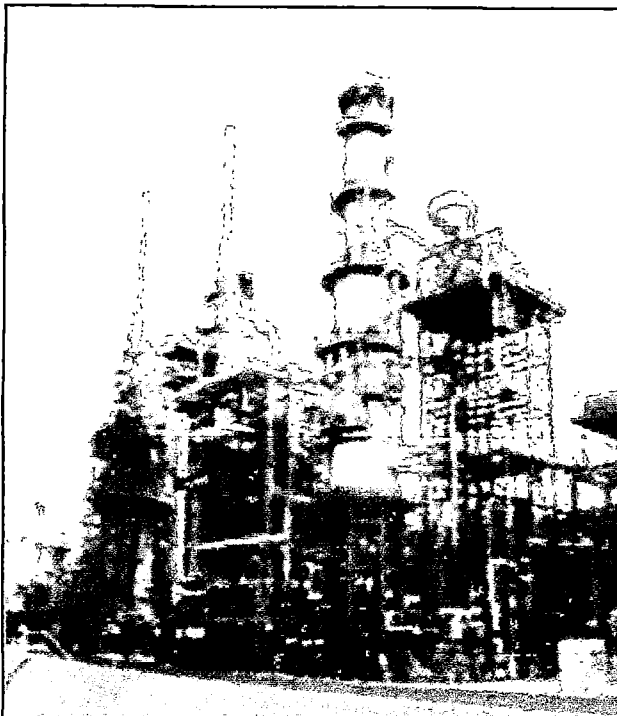
Es la operación básica de la refinación del petróleo y es un proceso de separación física que fracciona los distintos constituyentes del crudo por efecto de la temperatura. La destilación se realiza a una temperatura aproximada de 350°C y a una presión ligeramente superior a la atmosférica en una Torre Fraccionadora. Dentro de dicha torre se encuentran, a diferente altura, bandejas o platos, que separan los distintos componentes del crudo, según su punto de ebullición. Estas bandejas provocan la condensación de los vapores más pesados y la evaporación de los líquidos más livianos, logrando separarlos obteniendo gasolina, nafta, kerosene, turbo, diesel y gasóleo atmosférico y por la parte inferior crudo reducido. El proceso es continuo, las 24 horas del día, los 365 días del año. La Refinería La Pampilla cuenta con dos plantas de Destilación Atmosférica con una capacidad total de 107,200 barriles/día. Ver Figura N° 4.1.



**Figura N° 4.1: Destilación Primaria o Atmosférica Refinería La Pampilla  
S.A.A. 2012**

#### **4.2.2 Destilación al vacío (UDV)**

Se denomina así porque la torre de destilación trabaja a una presión inferior a la presión atmosférica, entre 40 y 60 milímetros de mercurio de vacío, a fin de permitir la ebullición de las fracciones de petróleo más pesadas sin tener que calentar excesivamente la carga, para no descomponerlas térmicamente. La Destilación al Vacío utiliza como carga el crudo reducido procedente de las Destilaciones Atmosféricas y puede obtener diesel, gasóleos como materia prima para la planta de Craqueo Catalítico y también producir residuales y asfaltos. La Refinería La Pampilla posee dos Unidades de Destilación al Vacío UDVI de 27,000 B/D y UDVII de 36,000 B/D, esta última está en servicio desde Diciembre del 2004.

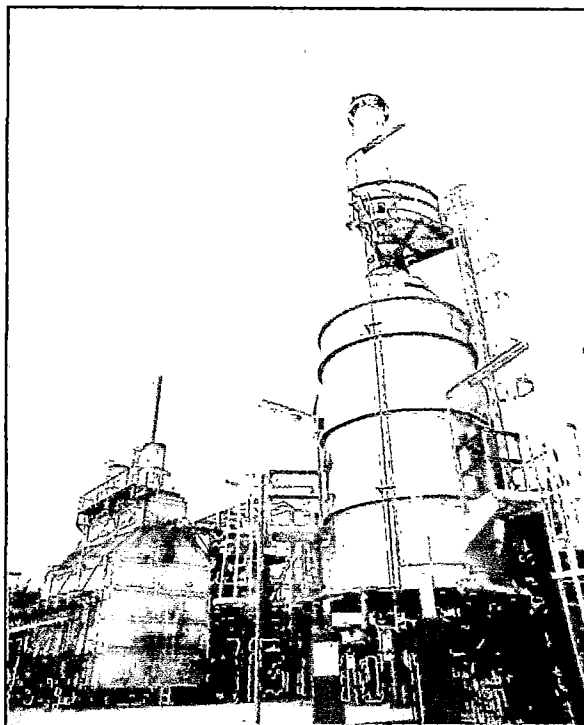


**Figura N° 4.2: Destilación al Vacío – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012**

#### **4.2.3 Craqueo catalítico (UFCC)**

El proceso de Craqueo Catalítico Fluido Esta se alimenta con el gas oil pesado de Destilación atmosférica y Vacío; convirtiendo los hidrocarburos pesados en productos livianos. Mediante este proceso se realiza el rompimiento o craqueo de moléculas de hidrocarburos de cadena larga, en presencia de un catalizador y alta temperatura, produciendo gasolina de alto octanaje, gas doméstico (GLP) y aceites cíclicos usados en la formulación de combustibles residuales y diesel.

La refinería cuenta con una Unidad de Craqueo Catalítico Fluido de 15,000 B/D, con el objeto de obtener productos más valiosos como el gas licuado y gasolina de alto octanaje, a partir de productos de menor valor comercial que son los gasóleos provenientes de Destilación al Vacío.



**Figura N° 4.3: Craqueo Catalítico – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012**

#### **4.2.4 Reformación catalítica (UFPT)**

La reformación catalítica es un proceso mediante el cual se convierten las gasolinas y naftas de bajo octanaje en gasolinas reformadas de alto octanaje y alto valor comercial, mediante el empleo de un catalizador, altas temperaturas y presiones. La Refinería La Pampilla es la única del país que cuenta con este proceso, la capacidad actual es de 2,300 B/D.

#### **4.2.5 Visbreaking (VB)**

En marzo del 2005 se puso en servicio la unidad Visbreaking (Reductora de Viscosidad) de 27,000 B/D de capacidad. Esta operación está orientada a la máxima producción de gasóleos. El gasóleo ligero es enviado al pool de diesel y el residuo de visbreaking es utilizado en la preparación de residuales. Dicha unidad permitirá reducir la viscosidad de los residuales producidos en las unidades de Destilación al Vacío mediante reacciones térmicas a efectuarse en un horno y recipiente Soaker, la que en adición produce gran porcentaje de productos destilados, como GLP, gasolinas y destilados medios.

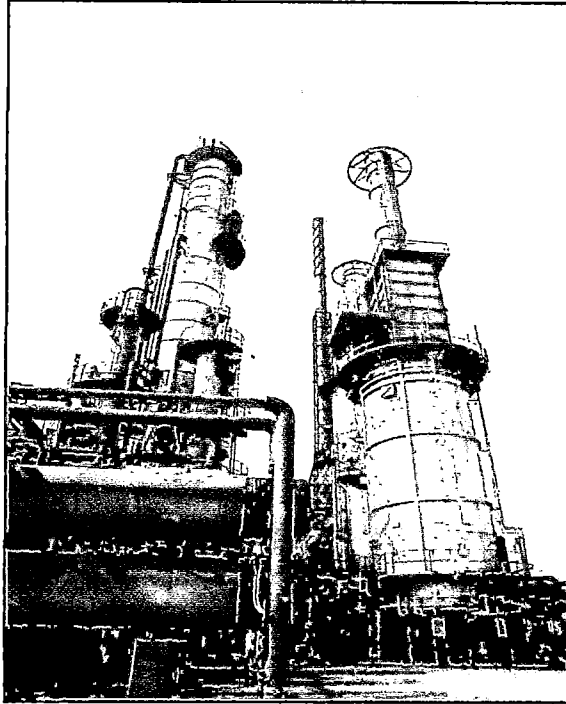


Figura N° 4.4: Reformación Catalítica – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012

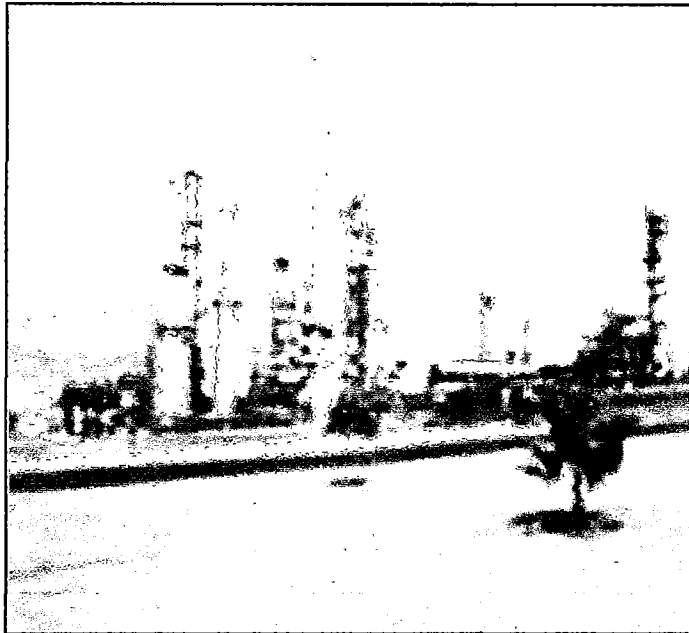


Figura N° 4.5: Visbreaking (VB) – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012

#### 4.2.6 Planta de despacho

La Planta de Despachos nació conjuntamente con la Refinería, en diciembre de 1967, cuando la Refinería tenía una capacidad de 20 MB/D de producción. Ahora, con más de 100 MB/D de capacidad, la planta de despachos entrega por cisternas más de la mitad de la producción de la refinería; la otra mitad se retira por buques-tanque hacia nuestro litoral y a exportación. El radio de acción de la Planta por tierra alcanza a las regiones de Lima, Junín, Pasco, Huánuco y Huancavelica.

Con la Administración Repsol en 1996 la Planta ingresó en una etapa de modernización con la construcción de los sistemas automáticos de carga inferior y carga superior). En 1997, se puso en servicio 3 islas de productos blancos: Gasolinas, Kerosene y Diesel; en 1998, se construyeron 3 islas más: Turbo A-1 y residuales, y en 2004, se puso en funcionamiento dos isletas más de productos blancos. En 1999 se construyó la Planta de Asfaltos, la que despacha los cinco grados de asfaltos líquidos y sólidos de mayor uso en el país. También se cuenta con una Planta de despacho de Gas licuado de petróleo (GLP). Cada una de las cuales pueden llegar a despachar hasta 4.0 MB/D.



Figura N° 4.6: Planta de Despacho – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012

El sistema de despacho automático ofrece al Cliente un autoservicio rápido (en isla: 500 gal / min), ágil, seguro, confiable y eficiente. Para ello se cuenta con 24 puntos de despacho de productos también con una moderna Planta de Recuperación de Vapores para preservar el medio ambiente de la zona; y un sistema de aditivación automática en línea, las que se ajustan a la normativa legal. Adicionalmente cuenta con un sistema de gestión muy confiable y que nos va informando de cada carga segundo a segundo y lleva un control de trazabilidad de horarios efectivo. El promedio diario de atención de cisternas alcanza a 350 unidades, pudiendo llegar a 500 cisternas en días y meses de mayor demanda. El horario de atención es de 00:30 a 23:30 hrs., de lunes a sábados y los domingos y feriados para productos especiales. Para ello se cuenta con personal calificado y de vasta experiencia.



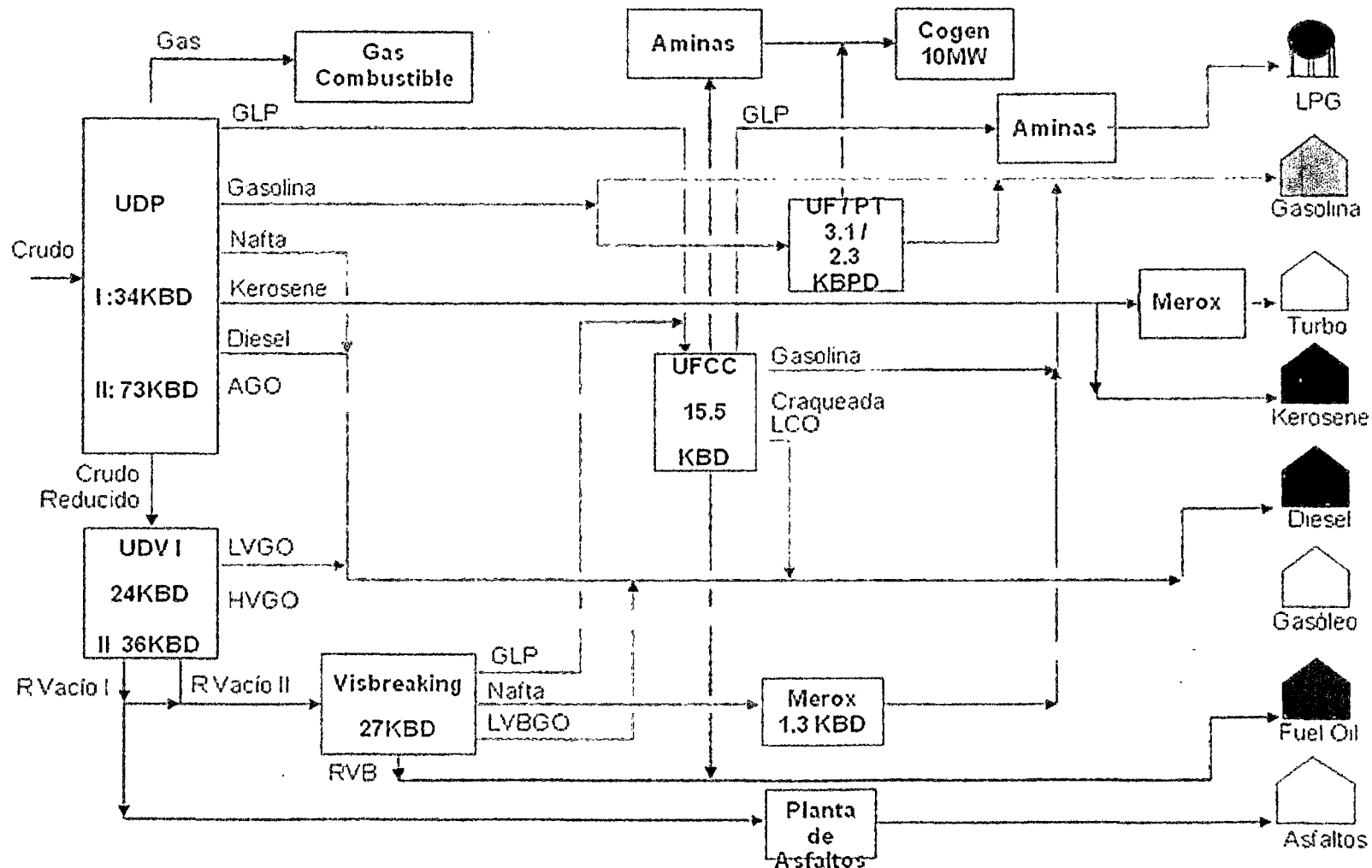


Figura N° 4.7: Flujograma del proceso de Refinación de crudo – Refinería La Pampilla S.A.A. 2012.

### **4.3 Tanques de almacenamiento en la refinería**

Los líquidos orgánicos en la refinería de petróleo, por lo general llamados líquidos derivados del petróleo, son mezclas de hidrocarburos con diferentes presiones de vapor real (gasolina y petróleo crudo) y se componen de sustancias químicas puras o mezclas de productos químicos con similares presiones de vapor.

Actualmente existen 6 tipos de diseños de tanques que se utilizan para el almacenamiento de líquidos orgánicos como son el tanque de techo fijo (vertical y horizontal), techo externo flotante, con cúpula externa (o cubiertas) de techo flotante, techo interno flotante, variable de espacio de vapor y de presión (alta y baja). A continuación se presenta una descripción de los tipos de tanque. Actualmente la Refinería La Pampilla cuenta con los 4 tipos de tanques principales, los cuales describiremos a continuación.

#### **4.3.1 Tanques de techo fijo**

En un típico tanque vertical de techo fijo, como se muestra en la Figura N° 4.8. Este tipo de tanque se compone de un depósito cilíndrico de acero con un techo permanentemente fijo, que puede variar en el diseño, teniendo como diseños con formas de conos, domos o simplemente planos. Las pérdidas de los tanques de techo fijo son causadas por cambios en la temperatura, presión, y el nivel del líquido.

Los tanques de techo fijo son libremente ventilados o equipados con un sistema de venteo de presión /vacío, el cual permite a los tanques funcionar con una ligera presión interna o vacío para evitar la liberación de vapores durante los pequeños cambios de temperatura, presión o nivel de líquido. De los diseños de tanques actuales, el tanque de techo fijo es la menos costosa de construir y se considera el equipo mínimo aceptable para el almacenamiento de líquidos orgánicos.

Los tanques de techo fijo son libremente ventilados o equipados con un sistema de venteo de presión /vacío, el cual permite a los tanques funcionar con una ligera presión interna o vacío para evitar la liberación de vapores durante los pequeños cambios de temperatura, presión o nivel de líquido. De los diseños de tanques actuales, el tanque de techo fijo es la menos costosa de construir y se considera el equipo mínimo aceptable para el almacenamiento de

líquidos orgánicos.

Los tanques horizontales de techo fijo se construyen tanto sobre el suelo y son generalmente de acero, con un recubrimiento de fibra de vidrio, poliéster o fibra de vidrio reforzado. Los tanques horizontales son generalmente pequeños con capacidad de menos de 40.000 galones, contruidos de tal manera que la longitud del tanque no es superior a seis veces el diámetro para garantizar la integridad estructural.

Los tanques de techos fijo horizontales son generalmente equipados con rejillas de ventilación de vacío de presión, manómetro y escotillas para pocillos y alcantarillado para facilitar el acceso a estos tanques. Además, los tanques subterráneos pueden presentar protección catódica para evitar la corrosión del tanque. La protección catódica se lleva a cabo colocación de ánodos de sacrificio en el tanque que están conectados a un sistema de corriente impresa o mediante el uso ánodos galvánicos en el tanque. Sin embargo, la protección catódica contra la corrosión interna ya no es ampliamente utilizada en la industria del petróleo, debido a los inhibidores de la corrosión que se encuentran ahora en la mayoría de los productos refinados del petróleo. Las fuentes de emisión potencial de tanques horizontales encima de la tierra son las mismas que las de vertical de tanques de techo fijo.

#### **4.3.2 Tanques de techo externo flotante**

Un típico tanque de techo externo flotante (EFRT) consiste en un descapotable depósito cilíndrico de acero equipado con un techo que flota sobre la superficie del líquido almacenado. El techo flotante se compone de una cubierta, accesorios, y el sistema de sellado del borde. Las cubiertas flotantes que se encuentran actualmente en uso están contruidas en chapa de acero soldada y son de dos tipos generales: pontón o dos pisos. Los tanques de techo flotante se muestran en las referencias Figura N° 4.9 y Figura N° 4.10, respectivamente.

El techo sube y baja con el nivel de líquido en el tanque, las cubiertas exteriores flotantes están equipadas con un sistema de sellado del borde, que se adjunta al perímetro de cubierta y en contacto con la pared del tanque.

El propósito del techo flotante y el sistema de sellado del borde es reducir las pérdidas por evaporación del líquido almacenado. Algunos anulares dejan

espacio entre el sistema de cierre y la pared del tanque. Las figuras muestran el sistema de sellado contra la pared del tanque, como el techo se levanta y se baja, este diseño exterior del techo flotante es tal que las pérdidas por evaporación del líquido almacenado se limitan a las pérdidas del sistema de sello de borde y accesorios de cubierta (de pie, la pérdida de almacenamiento) y cualquier líquido expuestas en las paredes del tanque (la pérdida de retirada).

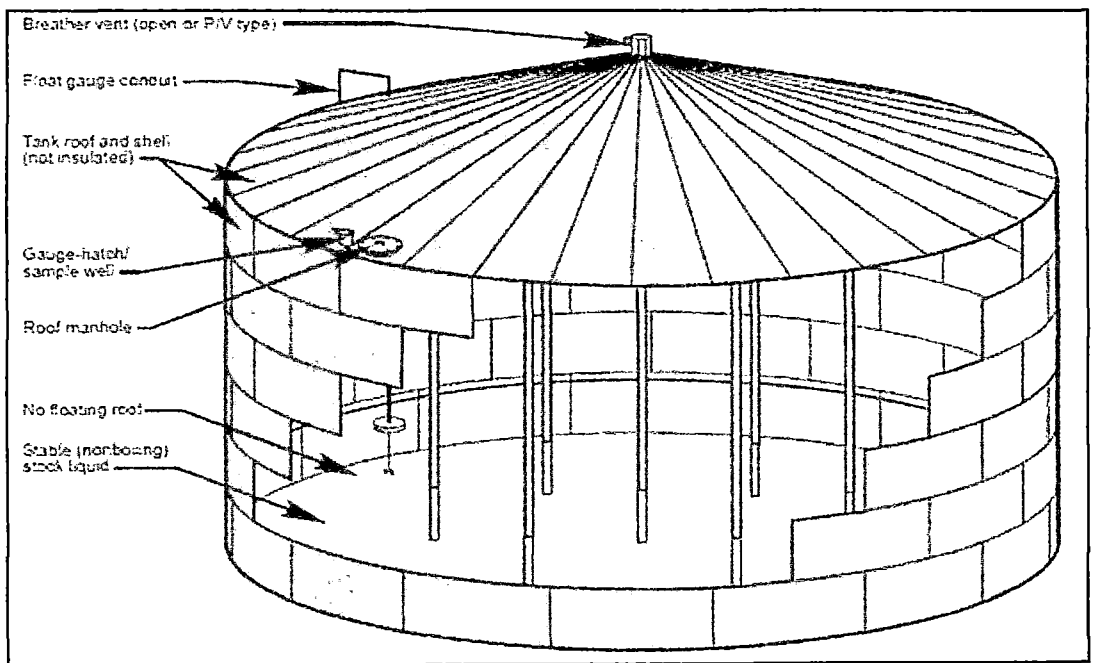


Figura N° 4.8: Tanque de techo fijo. [7]

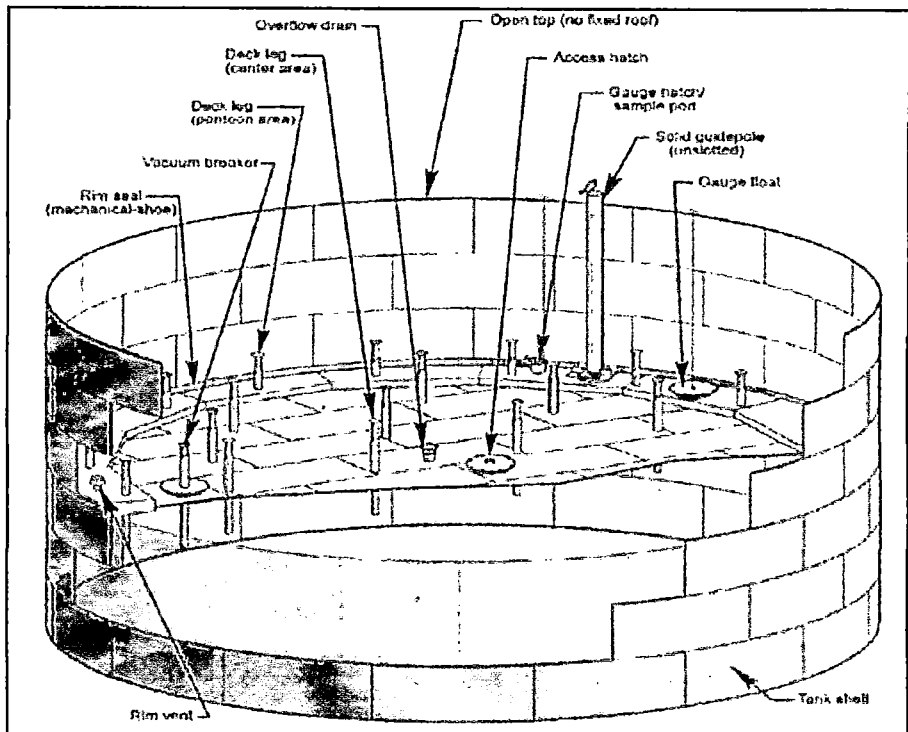


Figura N° 4.9: Tanque de Techo Externo Flotante. [7]

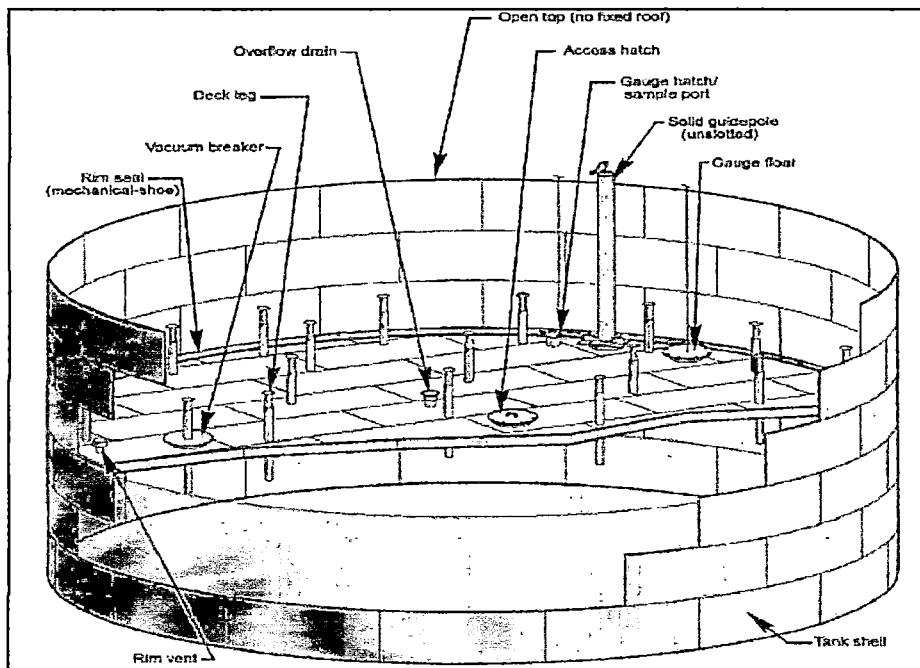


Figura N° 4.10: Tanque de Techo Externo Flotante (doble piso). [7]

### 4.3.3 Tanques de techo interno flotante

Un tanque de techo flotante interno (IFRT) tiene un techo permanente fijo y un techo flotante interior. Hay dos tipos básicos de tanques de techo internos flotantes; los tanques en los que se apoya el techo fijado por columnas verticales dentro del tanque, y los tanques con techo fijo de auto-apoyo y sin apoyo interno columnas.

Los tanques de techo fijo que han sido modificados para usar un techo flotante son típicamente del primer tipo. Los tanques de techo flotante externo que se han convertido en tanques de techo flotante interior suelen tener un techo autoportante.

La cubierta de la residencia de los tanques de techo flotante sube y baja con el nivel de líquido y, o bien directamente flota en la superficie del líquido (Cubierta de contacto) o se basa en varias pulgadas de pontones sobre la superficie del líquido (cubierta sin contacto). La mayoría de los techos de aluminio flotante interno actualmente en servicio tienen cubiertas sin contacto. Un típico tanque interno de techo flotante se muestra en la Figura N° 4.11.

Las cubiertas de contacto puede ser (1) Los paneles sándwich de aluminio que se atornillan juntos, con un panel de miel núcleo de aluminio flotando en contacto con el líquido, (2) olla cubiertas de acero flotando en contacto con el líquido, con o sin los pontones, y (3) recubierta con resina, fibra de vidrio reforzado con polyester, los paneles flotantes flotando en contacto con el líquido. La mayoría de las plataformas de contacto libre de potencial interno actualmente en servicio son del tipo panel sándwich de aluminio o del tipo de molde de acero. Las cubiertas de FRP son menos comunes. Los paneles de la cacerola cubiertas de acero suelen ser soldadas entre sí. Las cubiertas sin contacto son el tipo más común actualmente en uso.

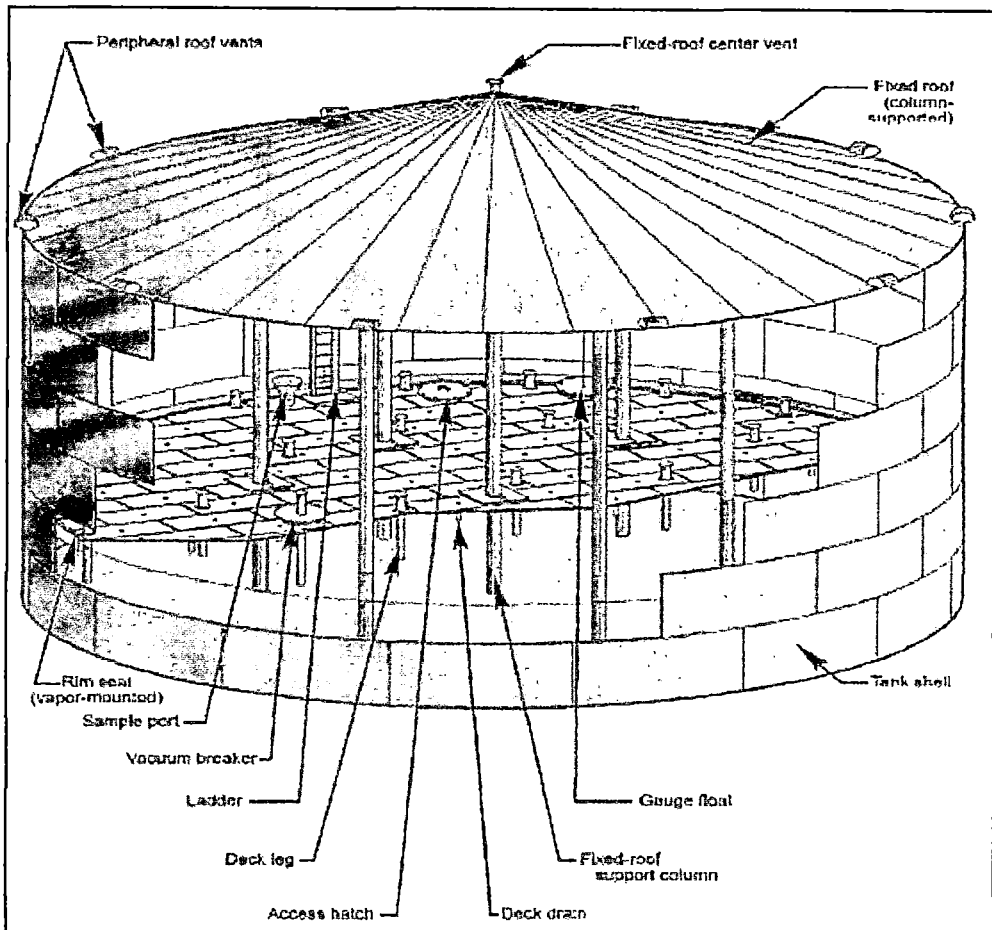


Figura N° 4.11: Tanque de Techo Interno Flotante. [7]

#### 4.3.4 Tanques de techo domo o cúpula interno flotante

Los tanques con Cúpula externa (o cubierta) con techo interno flotante tienen el tipo más pesado de la cubierta utilizada en exteriores, éste tipo de depósito es muy similar a un tanque de techo flotante interno con una cubierta soldada y un auto de apoyo techo fijo. Una típica forma de tanque externo techo flotante se muestra en la Figura N° 4.12.

Al igual que con los tanques de techo flotante interno, la función del techo fijo no es actuar en forma de vapor barrera, pero para bloquear el viento. El tipo de techo fijo más utilizado es el de aluminio autoportante de cúpula, que es de construcción atornillada. Al igual que los tanques de techo flotante interno, estos tanques son de ventilación libre por los respiraderos de circulación ubicados en la parte superior del techo fijo. Los accesorios de cubierta y los sellos de borde, sin embargo, son idénticos a los tanques de techo flotante externo. En el caso de

que la cubierta flotante se sustituye por el de cubierta ligera tipo IFRT, el depósito será objeto de examen de un tanque de techo interno flotante.

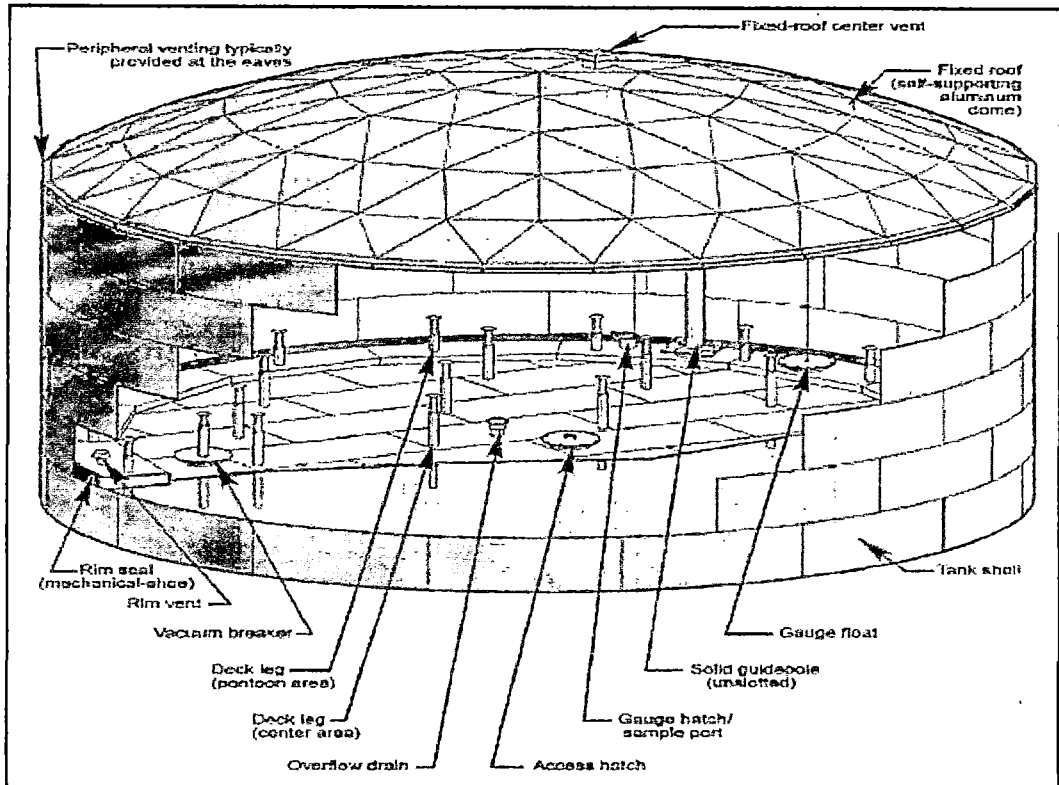


Figura N° 4.12: Tanque de Techo Domo Externo Flotante [7]

#### 4.4 Mecanismos de emisión y control en tanques de almacenamiento

Las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) en tanques de almacenamiento se producen debido a la pérdida por evaporación del líquido durante el almacenamiento y como resultado de los cambios en el nivel del líquido. Las fuentes de emisión varían según el diseño del tanque, como es la contribución relativa de cada tipo de fuente de emisión. Por ejemplo las emisiones de los tanques de techo fijo son una consecuencia de las pérdidas por evaporación durante el almacenamiento (conocida como la respiración o las pérdidas permanentes de almacenamiento) y las pérdidas por evaporación durante el llenado y vaciado de las operaciones (conocidas como las pérdidas de trabajo).

Los tanques de techo flotante externa o interna son las fuentes de



emisión debido a las pérdidas por evaporación que se producen por almacenamiento y la retirada de líquido del tanque. La pérdida permanente de almacenamiento son el resultado de las pérdidas por evaporación a través de los sellos del borde, accesorios de cubierta, y / o juntas de la cubierta. A continuación detallaremos los tipos de emisiones que se presentan en los tipos de tanques de almacenamiento de la Refinería La Pampilla.

#### **4.4.1 Tanques de techo fijo**

##### **4.4.1.1 Mecanismos de Emisión**

Los dos tipos importantes de las emisiones de los tanques de techo fijo son las pérdidas de almacenamiento y de trabajo. La pérdida de almacenamiento es la expulsión de vapor de un tanque a través de la expansión del vapor y la contracción, que son los resultados de los cambios de temperatura y presión barométrica. Esta pérdida se produce sin ningún tipo de cambio de nivel en el tanque. La pérdida combinada de llenado y vaciado se llama pérdida de trabajo.

La evaporación durante la operación del llenado es el resultado de un aumento en el nivel de líquido en el tanque, la cual a medida que se aumenta el nivel de líquido, la presión dentro del tanque excede el alivio de presión y los gases son expulsados del tanque. La pérdida por evaporación durante el vaciado se produce cuando el aire se dibuja dentro del tanque durante la remoción de líquido, se satura con vapores orgánicos y se expande, con lo que de esa forma se superó la capacidad del espacio de vapor.

Las emisiones de depósito de techo fijo varían en función de la capacidad de los tanques, la presión de vapor de los líquidos almacenados, la tasa de utilización del tanque y las condiciones atmosféricas en el lugar del depósito.

##### **4.4.1.2 Mecanismos de Control**

Varios métodos se utilizan para controlar las emisiones de los tanques de techo fijo, las cuales pueden ser controladas mediante la instalación de un techo interno flotante y sellos para minimizar la evaporación del producto que se almacena. La eficiencia de control de este método varía entre 60 y 99 por ciento, dependiendo del tipo de techo y los sellos instalados y del tipo de líquido orgánico almacenado. El equilibrio de vapor es otro medio de control de

emisiones. El equilibrio de vapor puede tener eficiencias de control de hasta el 90 a 98 por ciento si los vapores son sometidos a un sistema de recuperación de vapores, pues estos recogen las emisiones de los tanques de almacenamiento y los convierten a líquidos del producto. Varios procedimientos de recuperación de vapores se pueden utilizar, incluyendo el vapor/absorción de líquidos, el vapor de la compresión, la refrigeración de vapor, el vapor/adsorción sólido, o una combinación de estos.

El control general eficiencia de los sistemas de recuperación de vapores son tan altas como 90 a 98 por ciento, dependiendo de los métodos utilizados, el diseño de la unidad, la composición de los vapores recuperados, y el estado mecánico del sistema. Luego estos vapores pueden ser dirigidos a un sistema de oxidación térmica típica, inyectando una mezcla de aire/vapor a través de un quemador múltiple en el área de la combustión de un incinerador. Las eficiencias de control para este sistema pueden variar de 96 a 99 por ciento.

#### **4.4.2 Tanques de techo flotante**

##### **4.4.2.1 Mecanismos de emisión**

Las emisiones totales de los tanques de techo flotante son la suma de las pérdidas de retiro y pérdidas por almacenamiento.

Las pérdidas por retiro se producen en el nivel del líquido, y por lo tanto el techo flotante, disminuye. Un poco de líquido permanece en la superficie de la pared interna del tanque y se evapora. Para un tanque de techo flotante interno que tiene una columna techo sostenido fijo, un poco de líquido también se aferra a las columnas y se evapora. La pérdida por evaporación se produce hasta que el tanque se llena y las superficies expuestas están cubiertas de nuevo.

Las pérdidas permanentes por almacenamiento de los tanques de techo flotante incluyen las pérdidas por tipo de sello y pérdidas por tipo de cubierta instalada; así como para tanques de techo interno flotante también incluyen las pérdidas para las construcciones de las cubiertas que no han sido soldadas. Otros posibles mecanismos permanentes de pérdida de almacenamiento incluyen las pérdidas de respiración, como resultado de los cambios de temperatura y presión.

Las pérdidas por sello pueden ocurrir a través de muchos mecanismos complejos, pero para tanques de techo externo flotante, la mayoría de las

pérdidas de vapor en el borde del sello se han encontrado por ser inducidas por el viento. No hay identificado un mecanismo dominante de pérdidas por el viento para tanques de techos interno flotante o cúpula externo.

Las pérdidas también pueden ocurrir debido a la permeabilidad del material de sellado del borde por el vapor o por medio de una mecha efecto del líquido, pero la penetración del material de sellado del borde por lo general no se produce si el sello está correctamente utilizado.

#### **4.4.2.2 Mecanismos de control**

El sistema de sellado del borde de la cubierta se utiliza para permitir el ascenso y la caída del techo flotante en el tanque ante los cambios de nivel del líquido, ayudando también a llenar el espacio anular entre la llanta y la coraza del tanque y por lo tanto minimizar las pérdidas por evaporación de esta zona. Un sistema de sellado del borde puede consistir en sólo un sello primario o un sello primario y un sello secundario, que se monta encima de la junta principal, como podemos observar en la Figura N° 4.13 y Figura N° 4.14.

El sello primario sirve como un dispositivo de conservación de vapor al cerrar el espacio anular entre el borde de la cubierta flotante y la pared del tanque. Actualmente existen tres tipos básicos de juntas primarias y se utilizan en exteriores techos flotantes:

- Sello primario tipo zapato mecánico (metálico)
- Sello primario de resistencia llena de espuma (no metálicos)
- Sello primario de juntas flexibles (limpiaparabrisas)

Algunas juntas primarias en tanques de techo flotante externo están protegidos por un mecanismo llamado escudo del tiempo, estos escudos del tiempo pueden ser de construcción metálica, elastómeros, o compuestos, y proporcionar al sello primario una vida más larga por proteger el tejido del sello de los deterioros debido a la exposición a la intemperie, los desechos, y la luz solar.

Para el caso de los techos flotantes internos, se suelen incorporar uno de los dos tipos de juntas flexibles (sello de juntas de resistencia rellena de espuma o sello de junta flexible limpiaparabrisas). A continuación se muestran las características técnicas de operación de estos tres principales sellos:

**a) Sello Primario Tipo Zapato mecánico**

Un sello tipo zapato mecánico utiliza una banda de calibres metálicos como contacto deslizante contra la pared del tanque, como se muestra en la Figura N° 4.15.

La banda metálica se forma como una serie de hojas (zapatos), que se unen para formar un anillo, y se llevan a cabo contra la pared del tanque por un dispositivo mecánico. Los zapatos son normalmente de 3 a 5 pies de profundidad, el cual proporciona potencialmente un área de contacto grande con la pared del tanque. La expansión y la contracción del anillo proporcionan al anillo una facilidad de desplazamiento, prensando los zapatos a intervalos de desplazamiento y permitiéndole pasar por encima de las irregularidades del depósito o por los remaches de uniones de piezas estrechas. Los fondos de los zapatos se extienden hasta por debajo de la superficie del líquido para limitar el espacio de vapor del borde entre el zapato y la cubierta flotante.

El espacio de vapor del borde (que está limitada entre el zapato, el borde de la plataforma flotante y el líquido de la superficie) se sella de la atmósfera mediante pernos de sujeción o de un tejido revestido, llamado tela del sello de primario, que se extiende desde el zapato hasta el borde para formar un "sobre o envoltura". Dos lugares se utilizan para unir el tejido sello primario. La tela es más pegada en la tapa de la zapata y la llanta de la cubierta flotante. Para reducir el espacio de vapor del borde, el tejido se puede conectar a la zapata y la flotación del borde de cubierta, cerca de la superficie del líquido. Se pueden utilizar respiraderos para aliviar el exceso de presión o vacío en el vapor de espacio.

**b) Sello Primario Tipo Resistencia lleno de espuma**

Un sello primario de resistencia llena de espuma se puede montar para eliminar el espacio de vapor entre el sello del anillo y la superficie del líquido (líquido montado) o para permitir un espacio de vapor entre el sello del anillo y la superficie del líquido (vapor montado), las cuales son mostradas en la Figura N° 4.13 y Figura N° 4.14.

Las juntas elásticas de la resistencia llena de espuma permiten la expansión y la contracción del material y de esa forma mantener el contacto con la pared del tanque, mientras se acomodan diferentes anchos anulares del

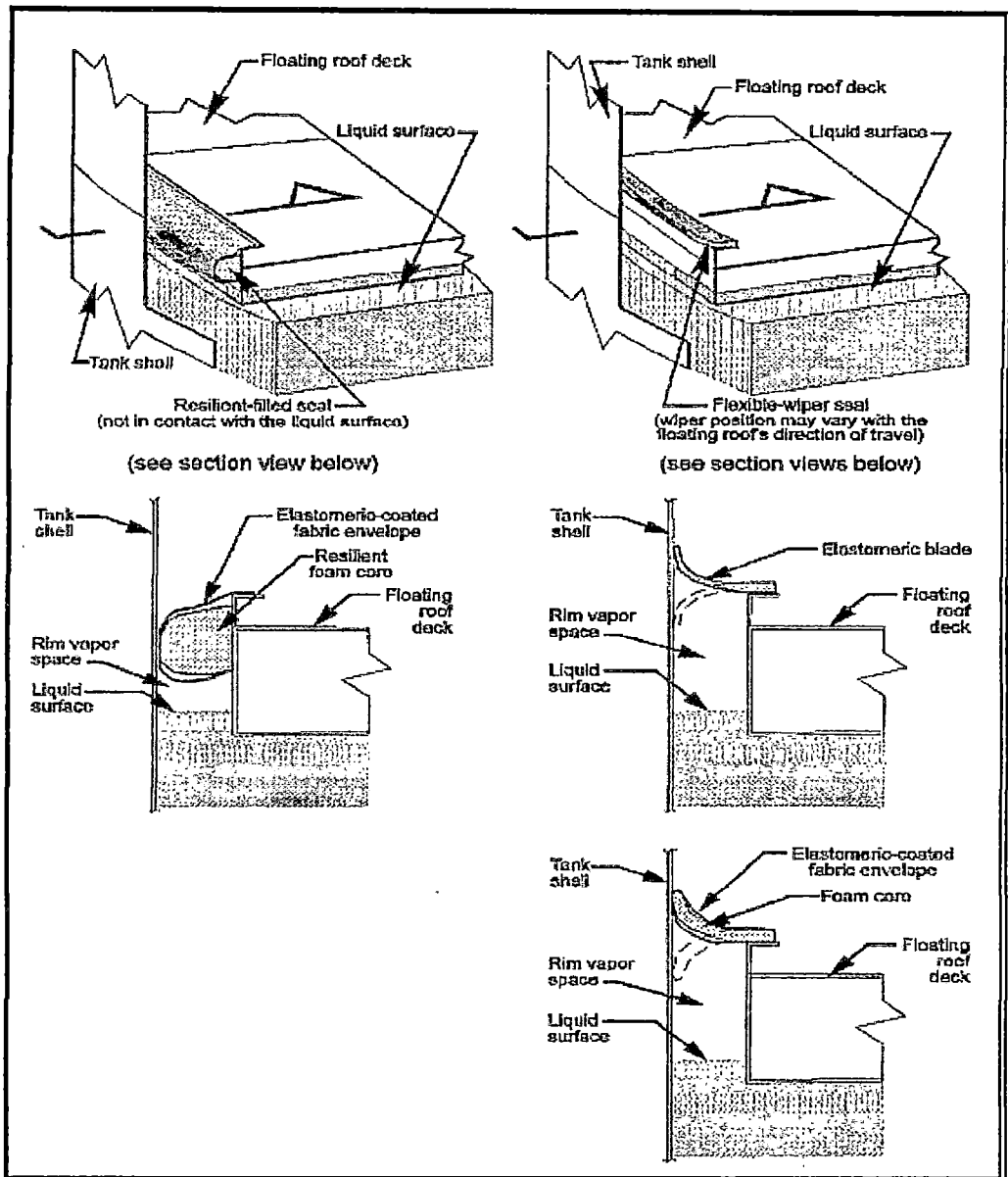
espacio del borde. Los bordes del sello al tener juntas elásticas permiten moverse hacia arriba y hacia abajo libremente, sin doblarse.

Estas juntas elásticas se encuentran llenas normalmente de un núcleo de espuma de célula abierta (de material de espuma de poliuretano) encapsulado en una cubierta de tela (de material de nylon recubierta de poliuretano). Los sellos se unen a un montaje en el perímetro de la cubierta y se extienden alrededor de la circunferencia de la cubierta. Para el control de la emisión, es importante que la unión de la junta de la cubierta y las juntas de sellado radial se encuentren sellados herméticamente al vapor y que el sello se encuentre completamente en contacto con la superficie interna del tanque.

**c) Sello Primario Tipo Junta Flexible:**

Los sellos primarios tipo junta flexible (limpia parabrisas) generalmente consisten de una lámina continua anular de material flexible sujeto a un soporte de montaje en el perímetro de la cubierta que se extiende por el espacio anular y borde en contacto con la pared del tanque, mostrada en la Figura N°4.13 .

Los tanques nuevos con limpiaparabrisas pueden tener doble limpiaparabrisas, un montaje encima de la otra; el montaje es tal que la hoja se dobla, y proporciona la elasticidad de un sellado de presión contra la pared del tanque. Actualmente hay dos tipos de materiales que se utilizan normalmente para hacer los limpiaparabrisas. Uno de ellos consiste en un material elastomérico de forma casi cónica en la sección transversal con la porción más gruesa en el montaje; el cual usa el caucho como un material de uso común, pero también están disponibles materiales con uretano y plásticos celulares.



**Figura N° 4.13: Vapor Montado en Sellos Primarios [7]**

El segundo tipo de material que puede ser utilizado es un núcleo de espuma envuelta con una tela recubierta (Poliuretano en tela de nylon y espuma de poliuretano). El núcleo proporciona la flexibilidad y apoyo, mientras que el tejido proporciona la barrera de vapor y la superficie de desgaste.

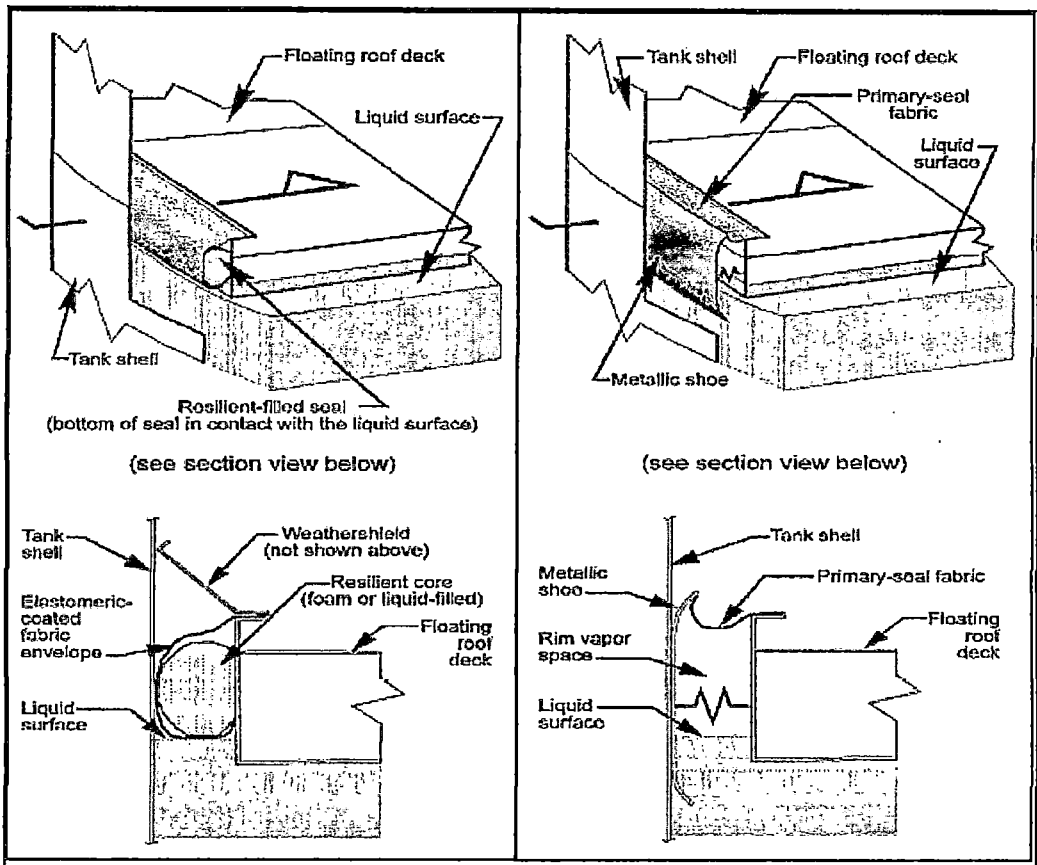


Figura N° 4.14: Líquido Montado en Sellos primarios. [7]

Los sellos limpiaparabrisas presentan vapor montado, el cual consiste en un espacio de vapor existente entre la superficie del líquido y la parte inferior del sello. Para el control de emisiones, es importante que el montaje sea hermético al vapor, que el sello se extienda por toda la circunferencia de la cubierta y que la junta flexible se encuentre en contacto sustancial con la pared del tanque.

Actualmente estos tipos de controles no son suficientes para permitir un control adecuado a las pérdidas por evaporación de Compuestos Orgánicos Volátiles; es por ello que un segundo sello debe ser utilizado (sello secundario), el cual proporcione un control adicional sobre la pérdida por evaporación que han sido alcanzados por el sello primario. Estos sellos secundarios pueden ser de dos tipos, sellos de juntas flexibles limpia parabrisas) o sellos de resistencia llena de espuma.

Para tanques de techo externos flotantes, dos configuraciones de sellos secundarios son adecuadas; zapato montado y anillo montado, como se muestra

en la Figura N° 4.15. Los sellos secundarios tipo anillos montados son más eficaces en la reducción de las pérdidas de evaporación que los tipos de sellos secundarios zapatos montados debido a que los primeros cubren el espacio del borde de vapor entero.

Para los tanques de techo interno flotante, el sello secundario está montado en una placa de borde vertical extendido, por encima del sello primario, como se muestra en la Figura N° 4.15. Sin embargo, para algunos tanques de techo interno flotante, un sello secundario más limita la capacidad de funcionamiento del tanque debido a la necesidad de mantener un cuidado de que el sello no interfiera con las vigas del techo fijo o mantener que el sello secundario no entre en contacto con la coraza del tanque cuando el tanque se encuentre lleno.

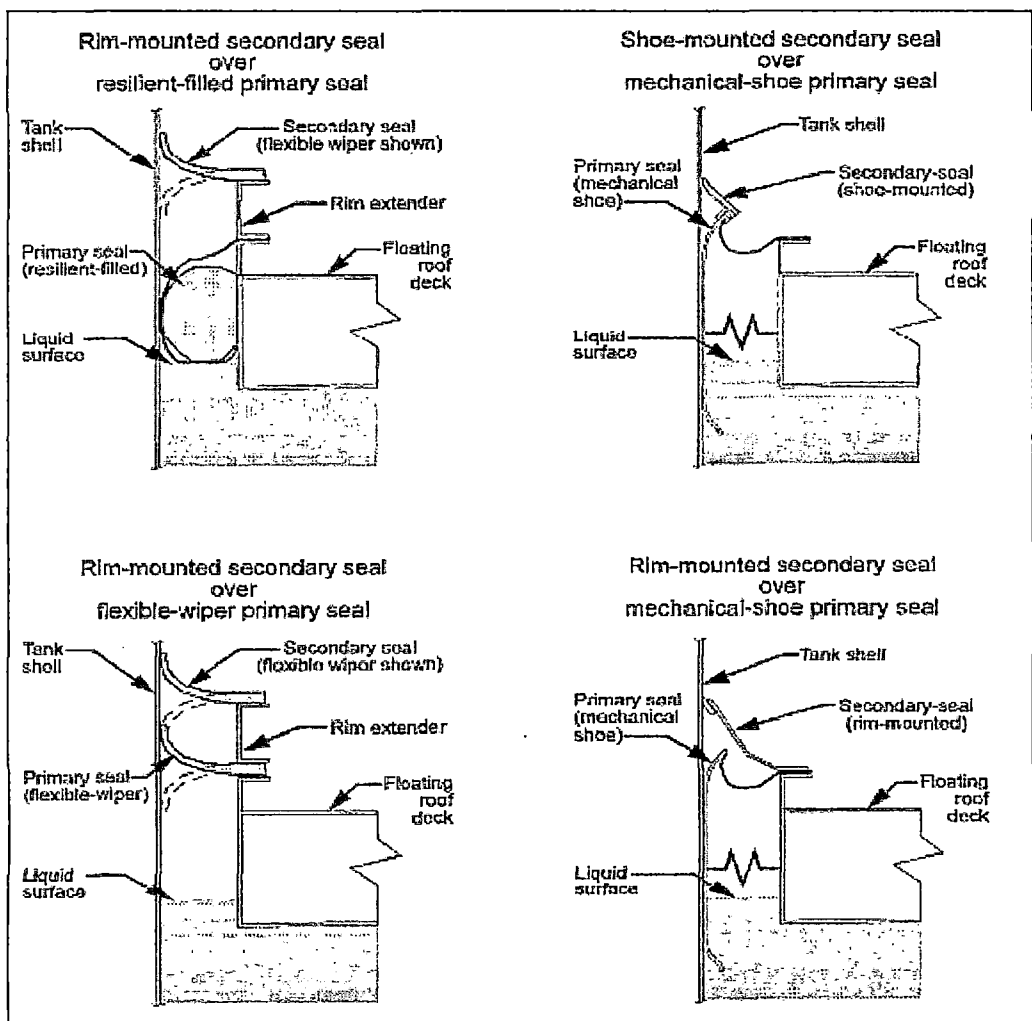


Figura N° 4.15 Sellos secundarios. [7]



Las pérdidas por instalación de la cubierta de los tanques de techo flotante pueden ser explicadas por los mismos mecanismos que el de pérdidas por bordes del sello. Sin embargo, la contribución relativa de cada mecanismo no se conoce, pero las pérdidas por instalación de cubierta se encuentran identificadas en esta sección de la cuenta para el efecto combinado de todos los mecanismos.

Numerosos accesorios son utilizados como partes importantes de las cubiertas de techo flotantes con el fin de acomodar las estructuras de los componentes de apoyo o permitir sus funciones operativas. Los accesorios de cubiertas de techo Interno flotantes son por lo general de configuración diferente que de aquellos de cubiertas de techo externo flotante.

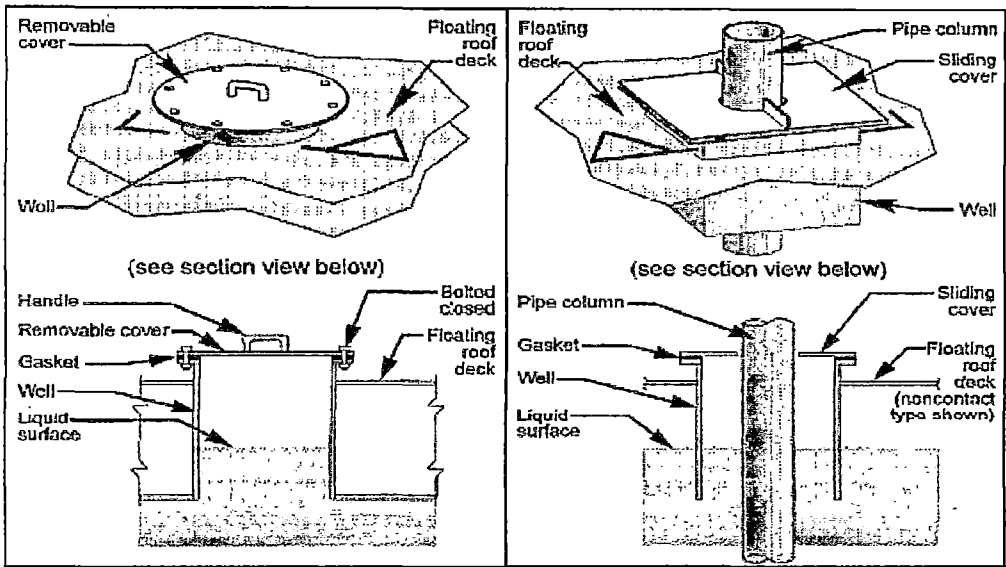
Los accesorios de cubierta puede ser una fuente de pérdida por evaporación cuando se requieren aberturas de la cubierta.

Los componentes más comunes que requieren aberturas de la cubierta se describen a continuación:

- **Escotillas de acceso:** Las escotillas de acceso es una abertura en la cubierta con un pozo vertical de periféricos que es lo suficientemente grande para dar libre paso a los trabajadores y los materiales a través de la cubierta para la construcción o mantenimiento, la cual se encuentra unida a la apertura; está es una cubierta desmontable que puede ser atomillada o unida para reducir la pérdida por evaporación. En tanques de techo flotante interno con las cubiertas sin contacto, Una escotilla de acceso típico se muestra en la Figura N° 4.16.
- **Medidor Calibre flotante:** Un indicador de flotación se utiliza para indicar el nivel del líquido dentro del tanque. El flotador descansa en la superficie del líquido y se encuentra en un pozo que está cerrada por una tapa. Las juntas de la cubierta son atomilladas para reducir la pérdida por evaporación. Un típico indicador de flotación se muestra en la Figura N° 4.16.
- **Puertos de tomas de muestras:** Un puerto de toma de muestras consta de un mango de tubo equipado con una tapa con juntas de cierre automático (para reducir las pérdidas por evaporación) que permite tomar muestras del líquido almacenado. El puerto de toma de muestras

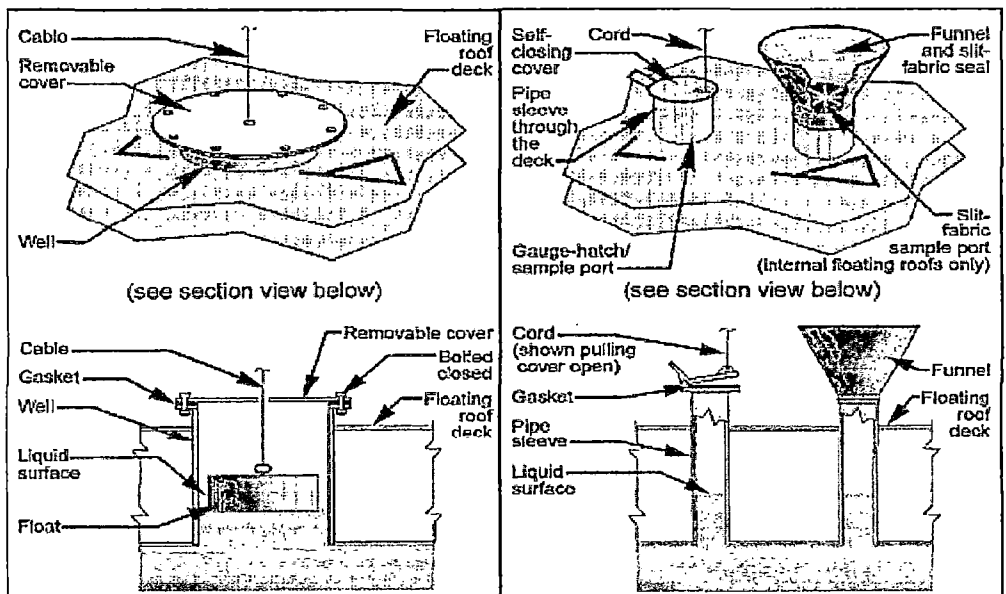
normalmente se encuentra por debajo de la plataforma del mostrador, que se monta en la parte superior de la cisterna.

Una cuerda puede ser sujeta a la tapa de cierre automático, con juntas de modo que la tapa se puede abrir desde la plataforma. Un puerto de toma de muestras típico se muestra en la Figura N° 4.16.



Escotilla de acceso

Soporte de Columna Techo Fijo



Medidor de Calibre flotante

Puerto de Toma de muestras

Figura N° 4.16: Accesorios de cubierta para tanques de techos flotantes [7]

- **Soporte de Columnas:** El diseño más común del techo fijo suele ser apoyado desde el interior del tanque por medio de columnas verticales, lo que necesariamente penetran en una plataforma flotante interna. (Algunos techos fijos son totalmente autosuficientes y, por tanto, no tienen columnas de apoyo.) Los soportes de columnas son similares a los pozos de guía de polos en techos flotantes exteriores.

Las columnas están hechas de tubos con secciones transversales circulares o de formas estructurales irregulares. El número de columnas varía con el diámetro del tanque, a partir de un mínimo de más de una a unos 50 para tanques de gran diámetro. Un típico soporte de techo de fija se muestra en la Figura N° 4.16.

Las columnas pasan a través de las aberturas de las cubiertas a través de pozos periféricos verticales. Por lo general, existen dispositivos de cierre entre la parte superior del pozo y la columna, varios diseños de cubiertas deslizantes con mangas de tela, las cuales deben adaptarse a los movimientos de la cubierta en relación con la columna, como los efectuados por los cambios de nivel de líquido. Una tapa deslizante se apoya en el borde superior de la columna (que normalmente se fija a la cubierta) y llena el vacío o el espacio entre la columna y la columna. La cubierta, que tiene un corte, o la apertura, alrededor de la columna se desliza verticalmente en relación a la columna debido a que la plataforma sube y baja. Al mismo tiempo, la cubierta se desliza horizontalmente en relación con el borde del pozo. Una junta alrededor del tubo reduce las emisiones de esta instalación.

- **Los interruptores de vacío:** Un interruptor de vacío iguala la presión del espacio de vapor a través de la cubierta con un sistema de piernas guías. Un interruptor de vacío típico como se muestra en la Figura N° 4.17, el interruptor de vacío consiste en un pozo con una tapa, en la parte inferior de la cubierta se presenta una pierna guía deslizante la cual hará contacto con el fondo del tanque cuando éste se acerque a la plataforma flotante.

Al entrar en contacto con el fondo del tanque, las piernas guías abrirán el interruptor mecánicamente y levantarán la tapa del pozo la cual permitirá

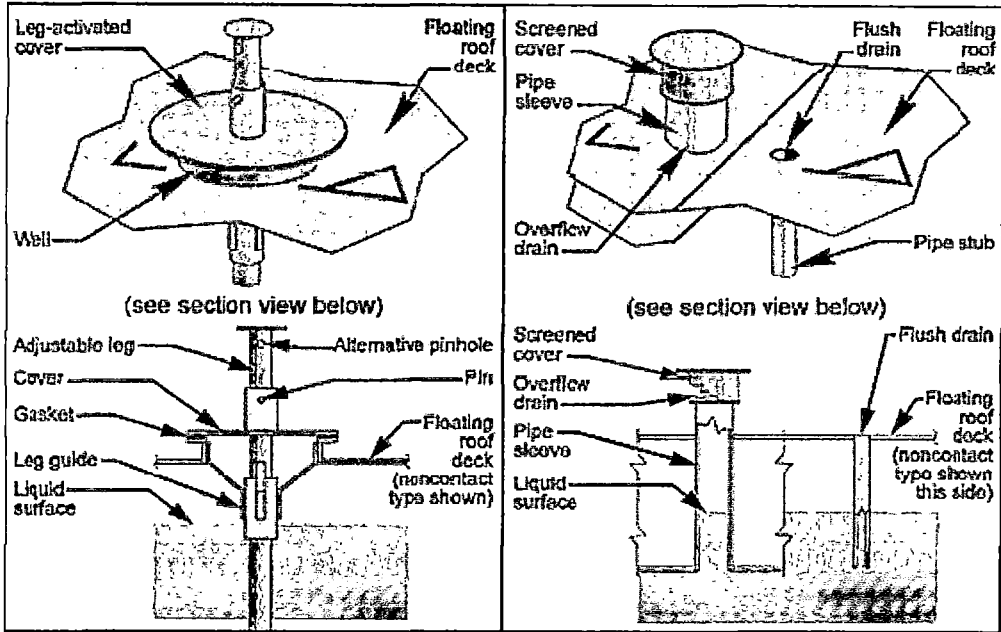
un intercambio libre de aire y/o vapor, el cual se encuentra extendido por debajo de la cubierta.

- **Bordes de respiración:** Los bordes de respiración se utilizan en tanques equipados con un diseño de sello el cual crea un espacio de vapor entre el sello y la zona de borde, como un sello de zapato mecánico. Una abertura de borde de respiración típico se muestra en la Figura N° 4.17. La ventilación se utiliza para liberar el exceso de presión o vacío, que está presente en el espacio de vapor limitada por el sello primario de zapato, el borde del techo flotante, la tela del sello primario y el nivel del líquido.
- **Drenaje de cubiertas:** En la actualidad existen dos tipos de drenajes de cubiertas que se encuentran en uso para eliminar el agua de lluvia desde la cubierta flotante (drenajes de cubierta cerrada y drenajes de cubierta abierta). Los drenajes de cubiertas abiertas pueden ser de ras o por desbordamiento. Ambos tipos constan de un tubo que se extiende debajo de la cubierta para permitir que el agua de lluvia se drene en el líquido almacenado. Los tipos de drenajes típicos se muestran en la Figura N° 4.17. Los drenajes de desbordamiento se utilizan para limitar la cantidad máxima de agua de lluvia que puede acumularse en la cubierta flotante, proporcionando un drenaje de emergencia del agua de lluvia si es necesario. El drenaje de cubierta cerrado lleva el agua de lluvia desde la superficie de la cubierta a través de un tubo flexible o algún otro tipo de sistema de tuberías que se ejecuta a través del líquido almacenado antes de la salida del tanque. El agua de lluvia no entra en contacto con el líquido, por lo que no existen pérdidas por evaporación. Los drenajes de desbordamiento se suelen utilizar en combinación con un sistema de drenaje cerrado para llevar el agua de lluvia fuera del tanque.
- **Soporte o piernas de la cubierta:** Las piernas de la cubierta se utilizan para evitar daños a los accesorios que se encuentran debajo de la cubierta y para permitir la limpieza, reparación o mantenimiento del tanque, mediante la ubicación de la cubierta a una distancia predeterminada de la parte inferior del tanque. Estos apoyos consisten en unos soportes o piernas ajustables o fijas unidas a la plataforma flotante o ganchos suspendidos desde el techo fijo.

Las pérdidas por evaporación puede ocurrir en el espacio anular entre la pierna de la cubierta y en la manga. Un soporte o pierna de la cubierta típica se muestra en la Figura N° 4.17.

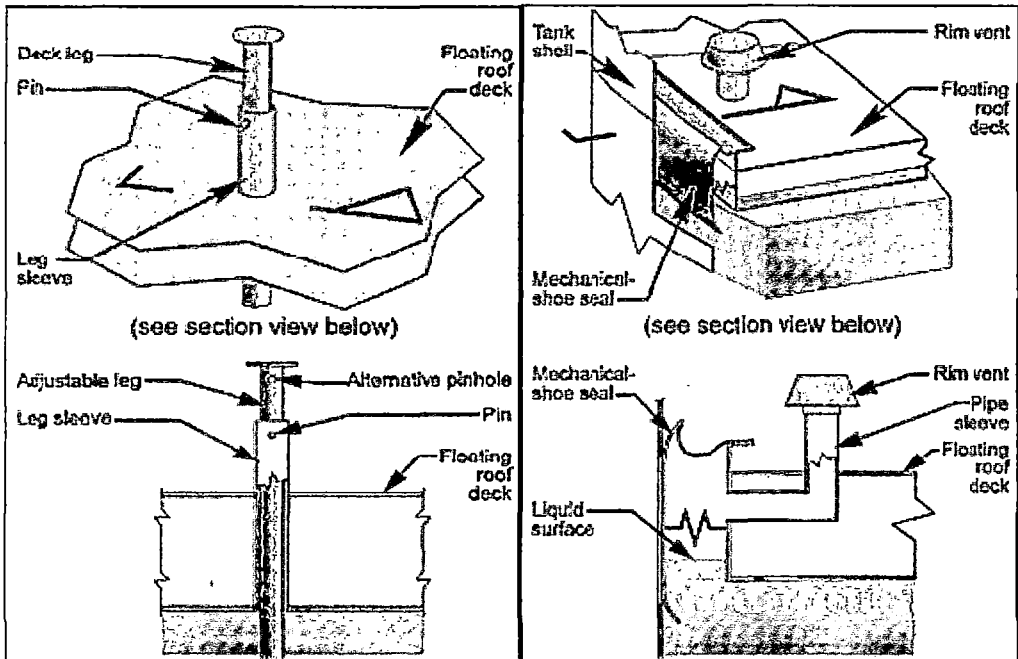
- **Guía de polos sin ranuras (sólidas):** Una guía es un dispositivo anti rotacionales que se fija a la parte superior e inferior del tanque, que pasa a través de un agujero en el techo flotante. Una guía de polo se utiliza para prevenir el movimiento adverso de la azotea y por lo tanto los daños a los accesorios de la cubierta y el sistema de sellos. En algunos casos, una guía polo sin ranuras se utiliza para medir los efectos de las desviaciones. Una guía típica se muestra en la Figura N° 4.18.
- **Guía de polos con ranuras (perforadas):** La función de las guías de polos con ranuras son similares a las guías de polos sin ranuras, pero también tiene características adicionales. Las guías de polos perforadas típicas se muestran en la Figura N° 4.18. Como se muestra en esta figura, el poste guía con ranuras permite almacenar líquido el cual ingresa por las ranuras.

Existen algunos accesorios los cuales son utilizados sólo en tanques de techo flotante interno, los cuales incluyen pozos de la columna, los pozos de escalera, y los talones de descarga o drenaje.



Interruptor de vacío

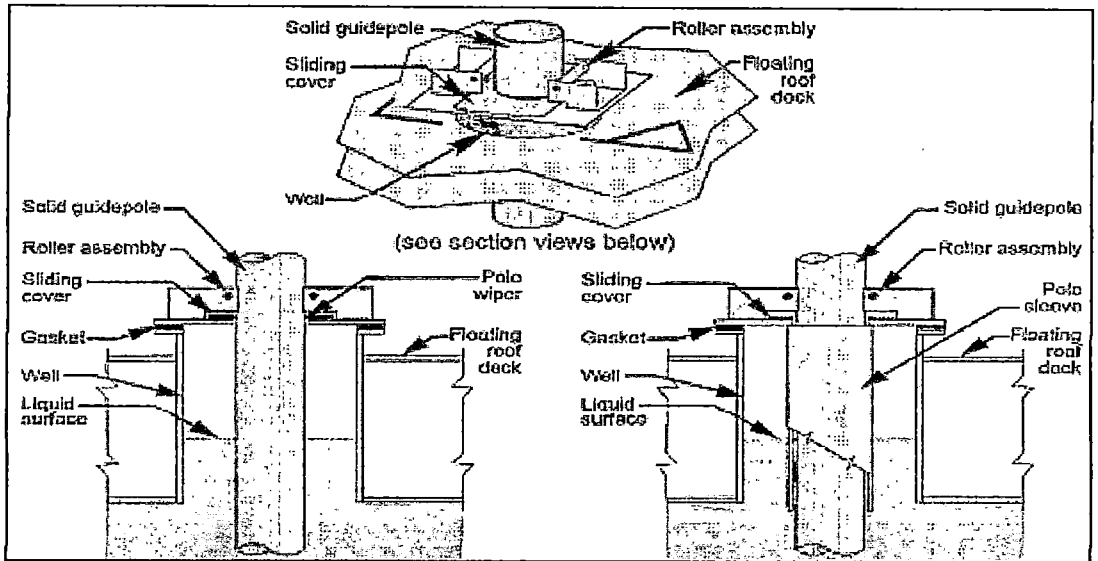
Drenaje de Cubierta



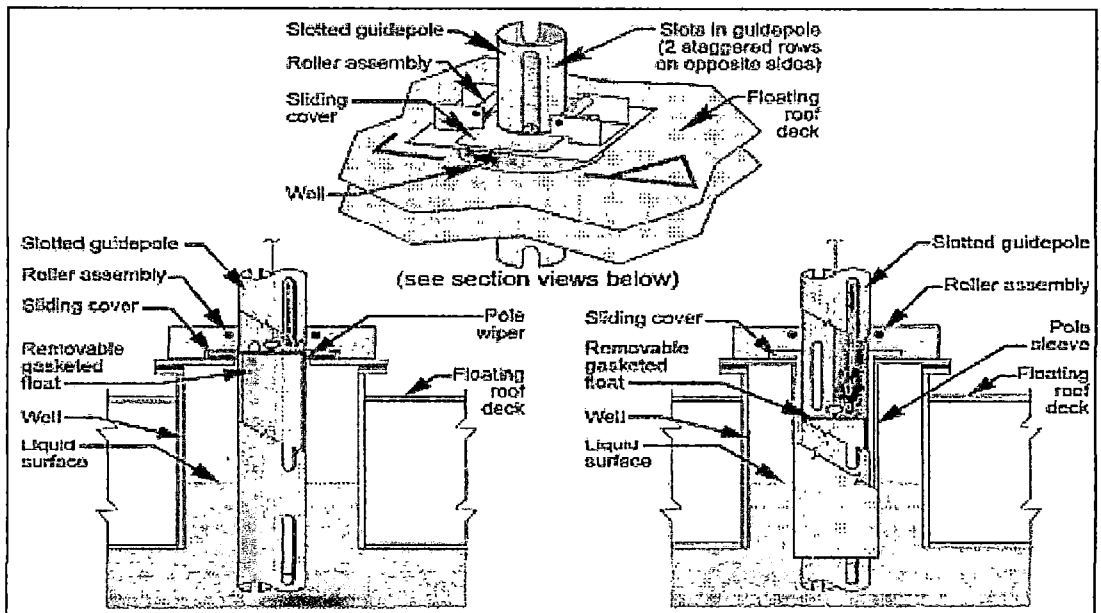
Soportes de la cubierta

Bordes de respiración

Figura N° 4.17: Accesorios de Cubierta para tanques de techos flotantes [7]



**Guías sin ranuras (sólidas) [7]**



**Guías con ranuras (perforadas)**

**Figura N° 4.18: Guías sin ranuras y con ranuras [7]**

- **Pozo de escalera:** Algunos tanques están equipados con escaleras internas que se extienden desde una boca de acceso en el techo fijo al fondo del tanque. La abertura de la cubierta a través del cual pasa la escalera se construye con detalles de diseño y consideraciones similares

a las aberturas de cubierta para los pozos de la columna, como se mencionó anteriormente. Una escalera típica, así se muestra en la Figura N° 4.19.

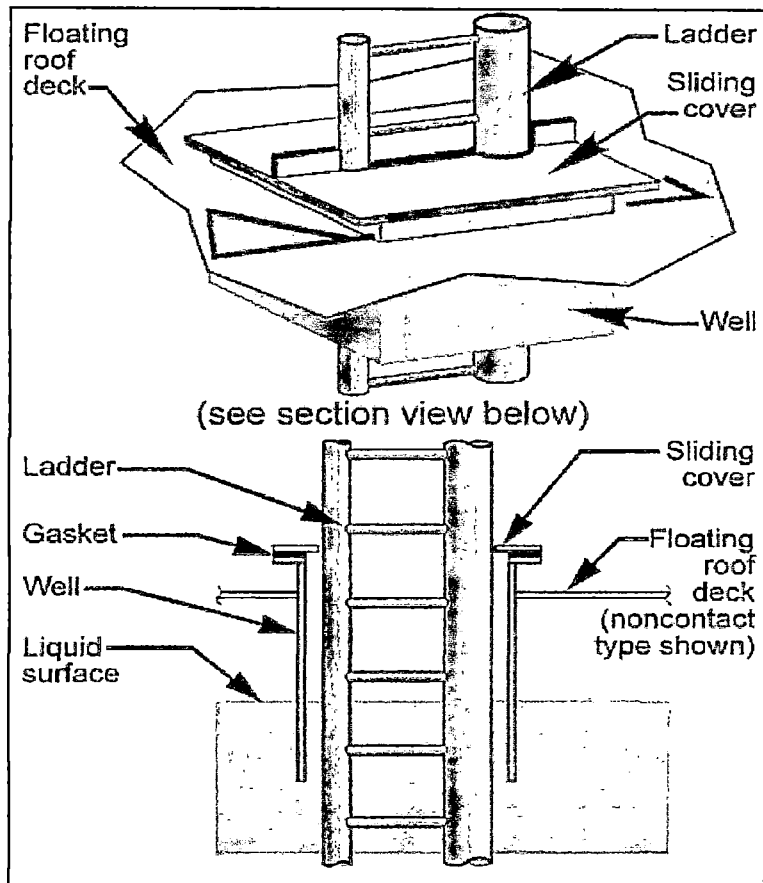


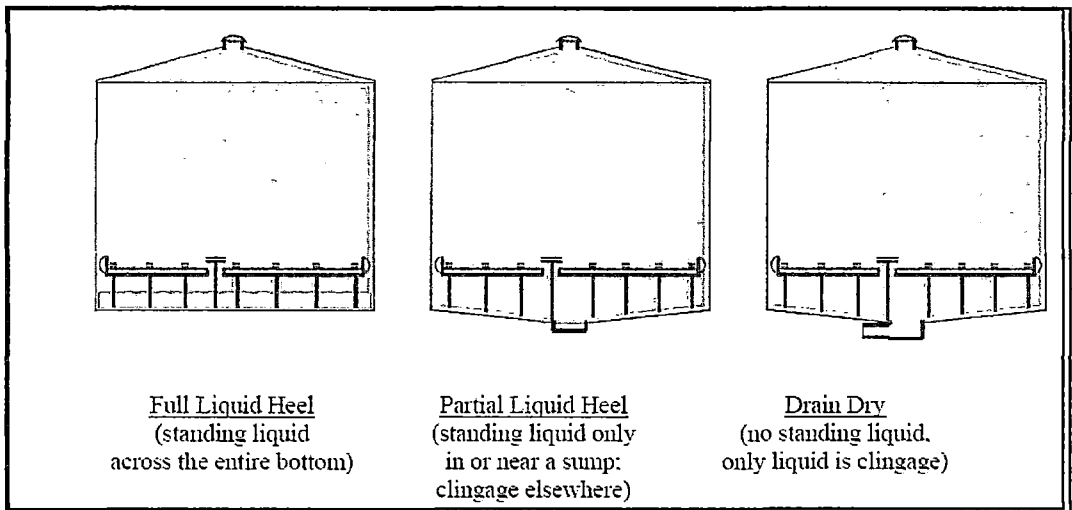
Figura N° 4.19: Escalera de ingreso. [7]

- **Talón de Descarga:** Las cubiertas atornilladas de techo internos flotantes están generalmente equipadas con un mecanismo de drenaje o descarga para permitir que cualquier producto que pueda haber quedado almacenado en la superficie de la cubierta pueda ser drenado nuevamente a la parte inferior de la cubierta.

Los drenajes están conectados de manera que queden al ras del piso superior. El drenaje de Talón es de aproximadamente 1 pulgada de diámetro y se extienden hacia abajo con el producto en las cubiertas sin contacto.



Las costuras en las cubiertas de los tanques de techo interno flotante, son una fuente de emisiones en la medida en que estas uniones no pueden ser totalmente herméticas al vapor, si la cubierta no se suelda correctamente. En general, los mecanismos de pérdidas los accesorios se aplican a las costuras de la cubierta. El mecanismo predominante depende si la cubierta está en contacto con el líquido almacenado.



**Figura N° 4.20: Condiciones de las pérdidas de desembarque [7]**

Actualmente en la Refinería la Pampilla se opera con un total de 88 tanques de almacenamiento distribuidos en toda el área de la refinería, los cuales presentan diversos tipos de servicios, así como diversos diseños y capacidades de operación. A continuación en el Cuadro N° 4.1 se brinda información acerca de los tanques de almacenamiento que actualmente presenta La Refinería La Pampilla S.A.A.

Cuadro N° 4.1: Descripción de Tanques de Almacenamiento [2]

N°	Tanque	Servicio Actual	Tipo de Servicio	Tipo de Tanque	Altura de Referencia (m)	Altura Máxima nominal (m)	Nivel Máximo Operativo (m)	Diámetro Interior Promedio (m)
1	31-T1A	Crudo/Slop	Crudo	Ext. Flotante	14.2	11.6	11.0	44.8
2	31-T1B	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	14.2	11.4	11.0	44.8
3	31-T1C	Crudo/Slop	Crudo	Ext. Flotante	14.2	11.8	11.1	44.9
4	31-T1D	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	19.2	16.5	15.9	48.7
5	31-T1E	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	19.2	17.1	15.9	48.7
6	31-T1F	Crudo	Crudo	Int. Flotante	18.8	17.9	16.3	39.9
7	31-T1G	Crudo	Crudo	Int. Flotante	18.9	17.9	16.3	39.9
8	31-T1H	Crudo	Crudo	Int. Flotante	19.0	17.8	16.3	39.9
9	31-T1J	Crudo	Crudo	Int. Flotante	19.4	17.9	16.3	40.0
10	31-T1K	Crudo	Crudo	Int. Flotante	19.0	17.9	16.3	39.9
11	31-T1L	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	16.6	14.4	13.0	45.8
12	31-T1M	Crudo	Crudo	Int. Flotante	18.7	17.9	16.3	39.9
13	31-T1N	Crudo	Crudo	Int. Flotante	19.3	17.8	16.3	39.9
14	31-T1P	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	16.5	14.4	13.0	45.8
15	31-T1Q	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	20.2	18.1	16.0	47.7
16	31-T1R	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	20.9	19.5	17.2	52.7
17	31-T1S	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	20.9	19.5	17.2	52.7
18	31-T1T	Crudo	Crudo	Ext. Flotante	20.9	19.4	17.2	52.7
19	31-T101	Slop	Crudo	Fijo	11.1	10.8	9.8	9.6
20	31-T18A	Slop	Crudo	Fijo	5.8	5.4	4.3	4.6
21	31-T1	GLP	GLP	Esfera	10.7	10.3	8.3	10.7
22	31-T2	GLP	GLP	Esfera	12.4	12.4	9.6	12.4
23	31-T4	GLP	GLP	Esfera	13.1	14.0	11.5	14.5
24	32-T2	GAFFI	Gasolina	Fijo	11.3	11.0	9.8	11.6
25	31-T103A	GA90	Gasolina	Ext. Flotante	15.4	13.2	11.3	26.3
26	31-T103B	GA90	Gasolina	Ext. Flotante	14.4	12.8	11.3	26.3
27	31-T11A	Banol	Gasolina	Ext. Flotante	9.5	9.1	7.3	9.2
28	31-T203	GA84	Gasolina	Int. Flotante	18.9	17.9	16.5	22.8
29	31-T209A	GAFFIX	Gasolina	Int. Flotante	19.6	18.0	16.5	39.9
30	31-T209B	GAFFIX	Gasolina	Int. Flotante	19.6	18.0	16.5	39.9
31	31-T210A	GA84	Gasolina	Int. Flotante	18.7	17.9	16.5	22.8
32	31-T213A	GAFFIX	Gasolina	Int. Flotante	19.8	17.9	16.5	36.3
33	31-T23	GA95	Gasolina	Ext. Flotante	12.2	9.6	9.3	16.2
34	32-T4	NAFCRA/GVB	Gasolina	Ext. Flotante	12.3	11.0	9.3	11.9
35	32-T5	GAFFI	Gasolina	Ext. Flotante	10.6	8.2	7.5	9.9
36	32-T6	NAFCRA	Gasolina	Ext. Flotante	12.4	11.0	9.3	11.9
37	32-T7	GA98	Gasolina	Ext. Flotante	12.4	10.7	9.3	11.9
38	31-T8A	GA90	Gasolina	Ext. Flotante	14.4	11.9	11.0	29.7
39	31-T8B	GA98	Gasolina	Ext. Flotante	14.4	12.6	11.0	29.8
40	31-T9A	GA98	Gasolina	Ext. Flotante	12.7	10.5	9.4	18.0
41	31-T9B	GA95	Gasolina	Ext. Flotante	12.6	11.1	9.8	18.0
42	31-T10A	JET-A1	Destilado Medio	Fijo	13.7	12.8	11.9	22.6
43	31-T10B	JET-A1	Destilado Medio	Fijo	13.1	12.8	11.9	22.6
44	31-T11B	KERO	Destilado Medio	Fijo	9.8	9.1	7.3	9.5
45	31-T12A	KERO	Destilado Medio	Fijo	9.5	9.1	7.3	9.4
46	31-T12B	NAFTA	Destilado Medio	Int. Flotante	9.5	9.0	7.3	9.4
47	31-T13A	DB2SS0	Destilado Medio	Fijo	13.0	12.7	11.9	24.4
48	31-T13B	DB2SS0	Destilado Medio	Fijo	13.0	12.2	11.9	24.4
49	31-T16A	B100	Destilado Medio	Fijo	13.6	12.8	11.9	24.4
50	31-T16B	DB2	Destilado Medio	Fijo	13.2	12.8	11.9	24.4
51	31-T202E	DB2	Destilado Medio	Fijo	19.3	17.9	16.5	39.9
52	31-T202F	DB2	Destilado Medio	Fijo	15.7	14.4	12.8	45.8
53	31-T209C	DB2	Destilado Medio	Fijo	18.9	17.9	16.5	40.0
54	31-T210B	DB2/KERO	Destilado Medio	Fijo	19.0	17.9	16.5	22.4
55	31-T210C	DB2/KERO	Destilado Medio	Fijo	18.9	17.9	16.5	22.8
56	31-T210D	JET-A1	Destilado Medio	Fijo	15.5	14.4	12.8	45.7
57	31-T213B	DB2	Destilado Medio	Fijo	19.5	17.9	16.5	37.2
58	31-T27	DB2	Destilado Medio	Fijo	11.7	11.0	10.1	12.5
59	31-T28	DB2	Destilado Medio	Fijo	13.8	12.8	12.0	13.1
60	31-T29	DB2	Destilado Medio	Fijo	9.8	9.2	7.6	9.2
61	31-T307A	DBA	Destilado Medio	Fijo	17.7	16.9	15.5	42.4
62	31-T307B	DBA	Destilado Medio	Fijo	17.7	16.9	15.5	42.4
63	31-T307C	DBA	Destilado Medio	Fijo	17.9	17.0	15.7	42.3
64	31-T21	VGOX	Gasóleo	Fijo	13.7	12.8	12.0	13.7
65	31-T304A	VGOX	Gasóleo	Fijo	15.1	14.8	13.7	42.2
66	31-T304C	VGOX	Gasóleo	Fijo	21.8	21.0	20.3	35.0
67	31-T304D	VGOX	Gasóleo	Fijo	21.8	21.0	20.3	35.0
68	31-T102A	MC	Residual	Fijo	15.9	15.1	13.7	36.3
69	31-T102B	MC	Residual	Fijo	14.8	14.6	13.7	37.2
70	31-T14A	FOCOMB	Residual	Fijo	13.1	12.8	11.9	14.3
71	31-T14B	IFO380	Residual	Fijo	13.0	12.7	11.9	14.3
72	31-T15A	F500	Residual	Fijo	14.0	12.7	11.9	15.0
73	31-T15B	F6	Residual	Fijo	13.0	12.8	11.9	14.9
74	31-T202A	F500	Residual	Fijo	19.2	17.9	16.5	40.0
75	31-T202B	F500	Residual	Fijo	19.6	17.9	16.5	39.9
76	31-T202C	F500	Residual	Fijo	19.3	17.9	16.5	40.0
77	31-T202D	F500	Residual	Fijo	18.8	17.8	16.5	39.9
78	31-T30	F6	Residual	Fijo	10.0	9.2	8.5	9.8
79	31-T303	CR	Residual	Fijo	12.5	12.2	11.1	40.7
80	31-T304B	CR	Residual	Fijo	15.1	14.8	13.7	42.2
81	31-T31	F500	Residual	Fijo	11.6	11.0	9.8	11.9
82	31-T33	F6	Residual	Fijo	9.8	9.2	8.2	10.7
83	31-T331A	CA85	Residual	Fijo	13.3	12.8	10.7	13.8
84	31-T331B	CA60	Residual	Fijo	13.3	12.8	10.7	13.8
85	31-T332A	CA60	Residual	Fijo	11.5	10.9	9.3	11.1
86	31-T332B	CA85	Residual	Fijo	11.5	11.0	9.3	11.1
87	31-T333A	RC250	Residual	Fijo	14.0	12.5	10.7	15.5
88	31-T333B	MC30	Residual	Fijo	14.0	12.5	10.7	15.5



Figura N° 4.21: Vista Panorámica de Tanques de Almacenamiento en la Refinería La Pampilla S.A.A 2012.

#### 4.5 Emisiones actuales de compuestos orgánicos no metánicos (COVNM) en tanques de almacenamiento de la Refinería La Pampilla

##### 4.5.1 Metodología empleada para el cálculo de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles no metánicos

La Guía de Parámetros Ambientales Repsol YPF, presenta tres principales metodologías para la estimación de emisiones de contaminantes al ambiente, los cuales dependen de la calidad de información establecida para el cálculo o medición de las mismas:

- **Medidas directas:** Se trata de conocer los diferentes parámetros o variables (caudales, concentraciones) a través de instrumentos de medida o análisis.
- **Balances de materia:** Resulta una muy buena estimación supeditada a cada caso particular en función de la precisión de los datos de los que se disponga.
- **Factores de emisión:** Se trata de valores que correlacionan los datos de emisión con el tipo de proceso. Se obtienen a partir de medidas realizadas en instalaciones específicas recogidas en la bibliografía, siendo lo más deseable trabajar con factores propios (calculados en cada centro).

La Guía de Parámetros Ambientales presenta factores de emisión para el cálculo de las emisiones de COVNM, producto del almacenamiento de combustible; estos factores se basaron en los Factores de Emisión propuestos por el Informe CORINAIRE 1997-2000, las cuales fueron basados en el AP-42 de la EPA. Para el cálculo de las emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles no metánicos (COVNM) que presenta la Refinería La Pampilla, se tomará en cuenta la Guía de Parámetros Ambientales revisión número 5 de fecha 08/08/05, la cual es una guía interna que rige a todas las refinerías Resol YPF.

Según la Guía de Parámetros Ambientales, la Ecuación N° 4.1 permite calcular las emisiones de COVNM producto del almacenamiento de producto.

#### Ecuación N° 4.1 Emisiones de COVNM (t) – [8]

$$\text{Emisiones de COVNM (t)} = \text{Factor de Emisión (t/t)} * \text{Producto trasvasado (t)}$$

Las emisiones de COVNM están en función del producto del factor de emisión (t/t) y el producto trasvasado (t). El Cuadro N° 4.2 muestra los Factores de Emisión para COVNM, los cuales están en función del producto almacenado, su sistema de control y el tipo de tanque de almacenamiento. Cabe mencionar que las características de diseño de cada tipo de tanque de almacenamiento, así como sus emisiones y controles fueron presentadas en los capítulos anteriores 4.3 y 4.4 respectivamente.

**Cuadro N° 4.2: Factores de Emisión para COVNM. [8]**

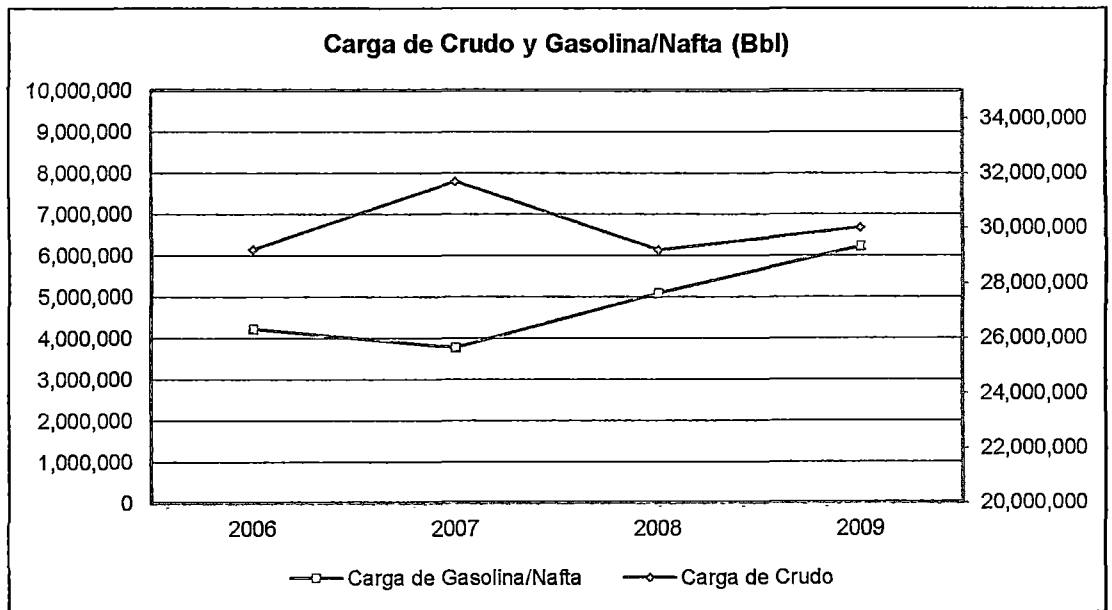
Producto Almacenado		Tanque de Techo Interno	Tanque de Techo Fijo	Tanque de Techo Externo Flotante	
				Sello Primario	Sello Secundario
Gasolina/Nafta	<i>Sin Sistemas de Control</i>	0.00016	0.00157	0.000073	0.000005
	<i>Con Sistemas de Control</i>	0.00010	0.00010		
Crudo		0.00008	0.000785	0.0000365	0.0000025

El Cuadro N° 4.3 presenta los resúmenes de Carga/Producción Neta entregados por el área de Programación y Control de la producción de la Refinería La Pampilla S.A.A., en la cual se muestra el resumen de los tipos de productos almacenados durante el periodo 2006 -2009, los cuales serán considerados como capacidades almacenadas para los próximos cálculos. Así mismo, presenta los tipos de gasolinas y naftas que actualmente son almacenadas como productos y también aquellas que han aparecido en los últimos años producto de las mejoras de obtención de los octanos, como la Gasolina de 98 octanos y la Gasolina 97 octanos.

En la Figura N° 4.22, se presentan las tendencias de Carga de Crudo y Carga Gasolina/Nafta en Bbl respectivamente. Con respecto la carga de crudo procesado podemos observar que no presenta una variación significativa y mantiene una carga promedio de 30, 000,000 Bbl de crudo procesado. Caso contrario sucede con la carga de Gasolina/Nafta la cual durante estos últimos años esta muestra una ligera tendencia a incrementar su producción.

**Cuadro N° 4.3: Resúmenes de Carga/Producción Neta 2006-2009. [2]**

<b>CARGA NETA (Bbl)</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Carga de Crudo	29,225,791	31,712,369	29,212,642	30,025,008
<b>PRODUCCION NETA (Bbl)</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Gasolina 98 BA	0	228,765	205,771	219,670
Gasolina 97	263,038	103,889	80,048	92,183
Gasolina 95	159,340	226,727	242,254	274,367
Gasolina 90	794,176	1,350,619	1,182,910	1,398,736
Gasolina 84	1,270,956	1,443,300	1,292,801	1,243,609
Gasolina Primaria Exportación	1,740,599	411,616	2,086,469	2,989,863
Nafta Reformada	1,817	4,210	5,387	6,441
Gasolina FCC	0	2,964	0	0
<b>Carga total Gasolina/Nafta</b>	<b>4,229,926</b>	<b>3,772,090</b>	<b>5,095,640</b>	<b>6,224,869</b>

**Figura N° 4.22: Tendencias de Cargas de Crudo y Gasolina/Nafta Neta 2006-2009. [2]**

Con respecto a la relación de tanques que presenta la Refinería La Pampilla, mostrados en el Cuadro N° 4.1, para la presente evaluación se tomarán en cuenta aquellos tanques de almacenamiento que presenten como servicio sólo productos como gasolina/nafta y crudo.

Para la determinación del producto trasvasado se ha seguido la metodología API 2518, el cual considera la variable N como la cantidad de veces al año en la que el producto del tanque ha sido trasvasado totalmente. Siguiendo la ecuación N°4.2:

**Ecuación N° 4.2 Número de veces del producto trasvasado – Norma API 2518.**

$$N = \frac{\text{Capacidad almacenada del producto}}{\text{Capacidad máxima operativa total del producto}}$$

**Cuadro N° 4.4: Tanques de almacenamiento que presenta Crudo y Gasolina/Nafta como tipo de servicio. [2]**

Tipo de Tanque	Tanque	Tipo de Servicio	Capacidad Nominal		Capacidad Operativa	
			(m3)	(Bbl)	(m3)	(Bbl)
Techo Externo Flotante	31-T1A	Crudo	18,371	115,551	17,431	109,635
	31-T1B	Crudo	18,154	114,182	17,513	110,154
	31-T1C	Crudo	19,095	120,104	17,994	113,176
	31-T1D	Crudo	30,405	191,244	29,417	185,027
	31-T1E	Crudo	30,149	189,635	29,230	183,852
	31-T1L	Crudo	21,937	137,983	21,175	133,188
	31-T1P	Crudo	21,882	137,634	21,131	132,909
	31-T1Q	Crudo	29,248	183,963	28,614	179,974
	31-T1R	Crudo	38,176	240,121	37,593	236,454
	31-T1S	Crudo	38,155	239,989	37,572	236,322
	31-T1T	Crudo	38,158	240,009	37,575	236,339
	31-T103A	Gasolina	7,148	44,960	6,157	38,725
	31-T103B	Gasolina	6,964	43,805	6,202	39,010
	31-T23	Gasolina	2,161	13,594	1,929	12,131
	32-T4	Gasolina	1,091	6,862	1,046	6,576
	32-T5	Gasolina	659	4,147	599	3,768
	32-T6	Gasolina	1,089	6,849	1,038	6,530
	32-T7	Gasolina	1,201	7,552	1,043	6,561
	31-T8A	Gasolina	8,290	52,140	7,689	48,363
	31-T8B	Gasolina	8,101	50,952	7,681	48,315
31-T9A	Gasolina	2,666	16,768	2,394	15,059	
31-T9B	Gasolina	2,666	16,768	2,466	15,514	

<b>Techo Interno Flotante</b>	31-T1F	Crudo	22,347	140,556	20,505	128,971
	31-T1G	Crudo	22,212	139,709	20,285	127,591
	31-T1H	Crudo	22,257	139,995	20,327	127,856
	31-T1J	Crudo	22,454	141,231	20,631	129,766
	31-T1K	Crudo	22,068	138,805	20,426	128,474
	31-T1M	Crudo	22,191	139,579	20,291	127,630
	31-T1N	Crudo	22,179	139,503	20,249	127,364
	31-T203	Gasolina	6,938	43,636	6,761	42,527
	31-T209A	Gasolina	21,009	132,141	20,459	128,680
	31-T209B	Gasolina	21,019	132,209	20,484	128,838
	31-T210A	Gasolina	6,886	43,310	6,843	43,040
	31-T213A	Gasolina	21,198	133,330	20,603	129,587
<b>Techo Fijo</b>	32-T2	Gasolina	1,092	6,866	1,027	6,462
	31-T18A	Crudo	89	562	70	443
	31-T101	Crudo	789	4,963	713	4,482

**Cuadro N° 4.5: Capacidades Máximas Totales Operativas (Bbl) de los tanques de almacenamiento con producto Crudo y Gasolina/Nafta [2]**

<b>Capacidades Máximas Operativas Totales (Bbl)</b>	
<b>Crudo</b>	2,759,605
<b>Gasolina/Nafta</b>	719,685

En base a la Ecuación N° 4.2 y el en el Cuadro N° 4.4, se presenta los resultados de la variable N realizados para cada tipo de servicio que se han efectuado durante el periodo 2006-2009, mostrados en el Cuadro N° 4.6.

Asimismo podemos observar que los valores de la variable N para el tipo de servicio como el crudo, no se ha producido una variación significativa con respecto a su evolución durante el periodo evaluado; a diferencia de la variable N de la gasolina, la cual muestra unas variaciones considerables en los últimos años; esto concuerda con la evolución que ha tenido los productos en los últimos años, según la Figura N° 4.22.



**Cuadro N° 4.6: Resultados de la variable N para los tipos de servicios realizados durante el periodo 2006 – 2009 [2]**

Año	Tipo de Servicio	Capacidad máxima Operativa Total (Bbl)	Capacidad Almacenada (Bbl)	N turnover
2006	Crudo	2,759,605	29,225,791	10.59
	Gasolina/Nafta	719,685	4,229,926	5.88
2007	Crudo	2,759,605	31,712,369	11.49
	Gasolina/Nafta	719,685	3,772,090	5.24
2008	Crudo	2,759,605	29,212,642	10.59
	Gasolina/Nafta	719,685	5,095,640	7.08
2009	Crudo	2,759,605	30,025,008	10.88
	Gasolina/Nafta	719,685	6,224,869	8.65

#### **4.5.2 Resultados de los cálculos de las emisiones de COVNM para el período 2006-2009 en la Refinería La Pampilla**

En el Cuadro N° 4.7 se presenta en forma detallada las emisiones producidas de COVNM producto del almacenamiento de producto en tanques con tipo de servicio de crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A. Los cálculos fueron realizados según la metodología expuesta en el capítulo 4.5.1.

Las mayores emisiones se dan en los tanques de techo interno flotante, debido su gran capacidad de almacenamiento; es por ello que es importante, según los factores de emisión, que estos tanques operen almacenando en su preferencia producto tipo crudo para poder reducir las emisiones de COVNM.

En el Cuadro N° 4.8 se presenta las emisiones totales de COVNM generadas durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A., por el almacenamiento de crudo y nafta/gasolina.

En la Figura N° 4.23, podemos observar la tendencia de las Emisiones Totales producidas debido al almacenamiento de crudo y gasolina/nafta en la Refinería La Pampilla, durante el periodo 2006-2009, las cuales muestran un claro incremento en los últimos años de sus emisiones de COVNM. Es por ello

de la importancia de las acciones que se presentan en el presente trabajo con el fin de reducir o mitigar las emisiones de COVNM.

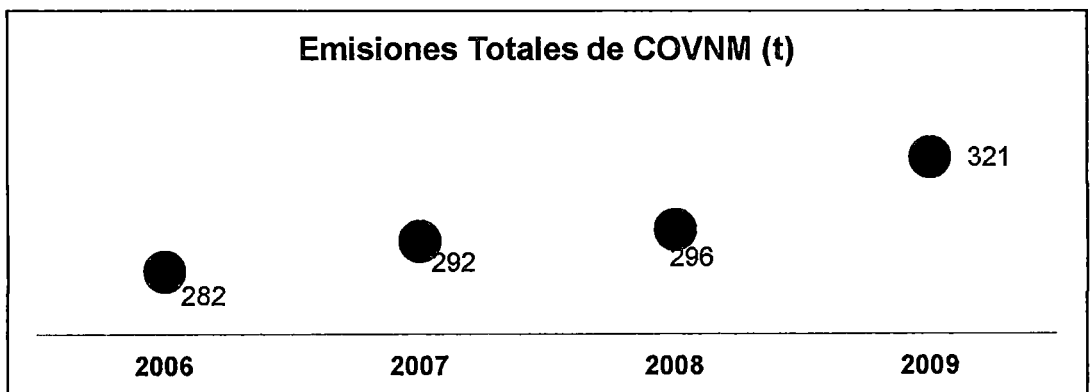
**Cuadro N° 4.7: Emisiones de COVNM debido al almacenamiento crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 por tipo de tanque [2].**

Tipo de Tanque	Tanque	Emisiones de COVNM (t)			
		2006	2007	2008	2009
Techo Externo Flotante	31-T1A	5.9	6.4	5.9	6.1
	31-T1B	5.9	6.4	5.9	6.1
	31-T1C	6.1	6.6	6.1	6.3
	31-T1D	9.9	10.8	9.9	10.2
	31-T1E	9.9	10.7	9.9	10.2
	31-T1L	7.2	7.8	7.2	7.4
	31-T1P	7.1	7.8	7.1	7.3
	31-T1Q	9.7	10.5	9.7	9.9
	31-T1R	12.7	13.8	12.7	13.1
	31-T1S	12.7	13.8	12.7	13.1
	31-T1T	12.7	13.8	12.7	13.1
	31-T103A	1.9	1.7	2.3	2.8
	31-T103B	1.9	1.7	2.3	2.9
	31-T23	0.6	0.5	0.7	0.9
	32-T4	0.3	0.3	0.4	0.5
	32-T5	0.2	0.2	0.2	0.3
	32-T6	0.3	0.3	0.4	0.5
	32-T7	0.3	0.3	0.4	0.5
	31-T8A	2.4	2.1	2.9	3.5
	31-T8B	2.4	2.1	2.9	3.5
31-T9A	0.7	0.7	0.9	1.1	
31-T9B	0.8	0.7	0.9	1.1	
Techo Interno Flotante	31-T1F	15.2	16.5	15.2	15.6
	31-T1G	15.0	16.3	15.0	15.4
	31-T1H	15.1	16.3	15.1	15.5
	31-T1J	15.3	16.6	15.3	15.7
	31-T1K	15.1	16.4	15.1	15.6
	31-T1M	15.0	16.3	15.0	15.4
	31-T1N	15.0	16.3	15.0	15.4
	31-T203	4.6	4.1	5.6	6.8
	31-T209A	14.0	12.5	16.9	20.7
	31-T209B	14.1	12.5	16.9	20.7
	31-T210A	4.7	4.2	5.7	6.9
31-T213A	14.1	12.6	17.0	20.8	
Techo Fijo	32-T2	6.9	6.2	8.3	10.2
	31-T18A	0.5	0.6	0.5	0.5
	31-T101	5.2	5.6	5.2	5.3

**Cuadro N° 4.8: Emisiones Totales producidas debido al almacenamiento de crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A.**

	2006	2007	2008	2009
Emisiones Totales de COVNM (ton)	282	292	296	321

**Figura N° 4.23: Tendencia de las Emisiones Totales producidas debido al almacenamiento de crudo y gasolina/nafta durante el periodo 2006-2009 en la Refinería La Pampilla S.A.A.**



## **CAPITULO V**

### **EVALUACIÓN TÉCNICA DEL MECANISMO DE CONTROL PROPUESTO**

En el presente Capítulo realizaremos la evaluación técnica de la propuesta del mecanismo de control de emisiones para la reducción de COVNM producto del almacenamiento de producto. Este mecanismo de control propuesto está dirigido a los tanques de techo externo flotantes con el uso de sellos secundarios tipo Wiper de acero Galvanizado.

Para determinar las reducciones de las emisiones de COVNM por instalación de sellos secundarios, se consideró la siguiente información:

- Especificaciones técnicas de los diseños de tanques.
- Inventario Diario de Tanques de Crudos y Productos.
- Resumen Carga Producción.
- Capacidades máximas operativas.
- Programa de Mantenimiento de Tanques.

#### **5.1 Características Técnicas de los tipos de sellos secundarios para tanques de techo externo flotante**

Actualmente existen diversos tipos de sellos secundarios en la industria para tanques de techo externo flotantes, los cuales han ido evolucionando a partir de los años 40 con el desarrollo de nuevos modelos y materiales.

Esta evolución de sellos secundarios va de la mano con la evolución de las normas de diseño y normas técnicas API620, API650, API 653 por parte del Instituto Americano de Petróleo (API), la Asociación Nacional de Petróleo de Refinadores (NPRA), y la Asociación Independiente de Terminales de líquido (ILTA) y a la vez por las normativas legales ambientales determinadas por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), llevando a las empresas petroleras a la necesidad del cumplimiento legal y a una mejora continua de sus operaciones.

Una de las compañías líderes en proporcionar productos y servicios de calidad para el mantenimiento, reparación y fabricación de tanques de almacenamiento y accesorios es la compañía HMT. La compañía HMT presenta 4 principales productos de sellos secundarios para tanques de techos externos flotantes:

### **5.1.1 Características Técnicas de los tipos de sellos secundarios para tanques de techo externo flotante**

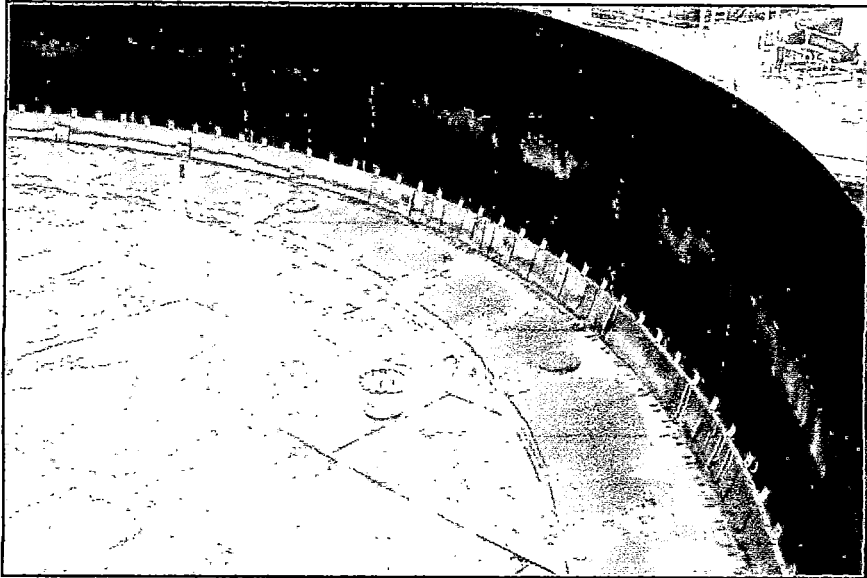
Presenta un diseño patentado de sellado en combinación con insuperable brecha de capacidad y de vida excepcional de servicio, superando los 20 años de servicio. Las pruebas de pérdidas por evaporación en los tanques conducidas para diversos tipos de sellos primarios y secundarios han demostrado que, al combinar un sello primario y secundario tipo wiper, las emisiones de vapor pueden reducirse hasta en un 90%.

Características avanzadas:

- Larga vida útil
- Operación libre de mantenimiento
- En instalaciones de servicio
- Excede los Requisitos del gobierno
- Facilidad de instalación
- Materiales de primera calidad
- Brecha de la capacidad excepcional de sellado
- Acomoda grandes variaciones espaciales de los anillos

Funciones avanzada de diseño:

- Amplia gama de materiales metálicos y no metálicos disponibles para el servicio.
- No hay sujetadores de metal (tornillos) como el pop de los remaches, los cuales puedan generar chipas.
- Tiene capacidad de disipar la electricidad estática sobre el sello instalado.
- La amplia gama de variaciones del espacio del borde del sello, permite que el sello retorne al tanque sin una atención especial, si el tanque se llena más de su capacidad.
- Material de Fluoropolímero laminado de PTFE (Teflon)
- La tecnología patentada "Móvil" tipo limpiaparabrisas (wiper)



**Figura N° 5.1: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Wiper – Cía. HMT.**

### **5.1.2 Sello de perfil bajo - Sello Rey – CÍA. HMT**

El sello secundario de perfil bajo – Sello Rey fue diseñado específicamente para permitir a los propietarios de tanques maximizar la capacidad operativa del tanque. El perfil extremadamente bajo del Sello Rey aumenta la capacidad de llenado de un tanque de techo flotante, aumentando la eficiencia operativa y permite a los propietarios de tanques aumentar la competitividad y rentabilidad.

El Sello Rey está diseñado para una máxima flexibilidad a través de brazos de acero inoxidable como soportes, los cuales mantienen una presión constante de sellado continuo en el borde del casco del tanque, independientemente de las variaciones en el espacio y las imperfecciones de la cáscara. El mantenimiento del Sello Rey reducido al mínimo debido a que presenta un diseño sencillo, sin incorporación de componentes complejos para su fácil adaptación. El Sello Rey presenta materiales avanzados de construcción los cuales proporcionan una vida excepcional de servicio. Es compatible con cualquier producto que normalmente se almacena en tanques de techo flotante; incluyendo benceno, nafta, metanol, tolueno, ETBE, TAME, MTBE, etanol y biodiesel.

Las características avanzadas del Sello Rey - Sello de perfil bajo son los siguientes:

- Su bajo perfil aumenta la capacidad de almacenamiento del tanque por el incremento de la altura máxima del techo.
- El material de la tela de barrera de vapor es de PTFE (Teflón), compatible con todos los productos que normalmente se almacenan en tanques de techo flotante.
- Presenta resistente a los rayos ultra violeta y el ozono.
- Presenta una alta resistencia a la abrasión, una vida útil máxima.
- Evita en gran medida el ingreso de agua de lluvia en el tanque y el producto.
- El sello es extremadamente flexible se conforma fácilmente a la coraza del tanque.

### 5.1.3 Sello secundario Econoflex – CIA HMT

Este tipo de sello secundario es uno de los tipos más económico y eficaz de los sellos secundarios disponibles. Presenta fácil instalación y mantenimiento, la capacidad del Econo-Flex para cumplir o exceder las especificaciones de separación estrictas para los sellos secundarios le ha valido la aprobación gubernamental de las agencias reguladoras en todo EE.UU.

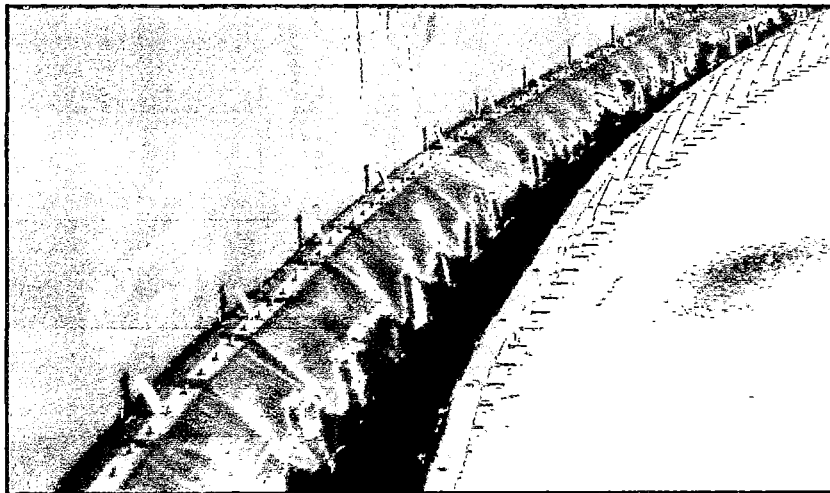


Figura N° 5.2: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Sello de bajo perfil – Cía. HMT.

Diseñado para ser instalado con el tanque en servicio, el sello Econo-Flex está diseñado para adaptarse a prácticamente cualquier tipo de diseño exterior del techo flotante, con capacidad para grandes variaciones en el espacio y el borde anular es compatible con diversos tipos de sellos primarios y las conexiones del sello.

Cada Econo-Flex es diseñado a medida para adaptarse a las características específicas de un tanque. Está asegurado para mantener un ajuste entre el sello y la pared del tanque, permitiendo que funcione a todo nivel de elevación del techo.

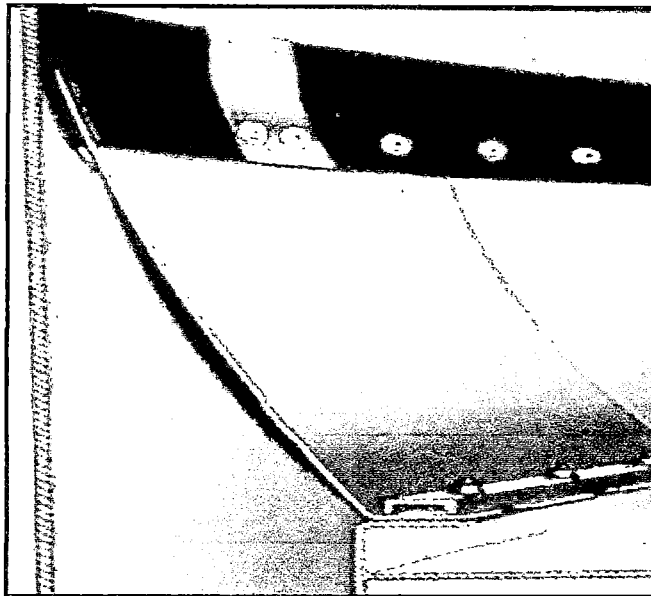
#### Diseño Avanzado:

- Larga vida útil.
- Operación libre de mantenimiento.
- Excede los Requisitos del gobierno.
- Facilidad de instalación.
- Los materiales son de excelente calidad.
- Se acomoda a grandes variaciones espaciales del sello con la pared del tanque.

#### Características de diseño:

- Se acomoda a una amplia gama de variaciones de espacio del borde.
- Permite disipar la electricidad estática sobre el sello instalado bajo petición.
- Presenta una amplia gama de materiales metálicos y no metálicos disponibles para el servicio.
- El material de la tela de barrera de vapor es de Fluoropolímero laminado de PTFE (Teflón),
- Estos sellos pueden adaptarse al tanque sin una atención especial, si el tanque se llena en exceso.
- Presenta aberturas de espuma de flujo disponibles.
- Presenta soportes para la fijación del borde vertical y horizontal.
- Diseño personalizado para cada tanque.
- Diseño reduce la contaminación del producto del agua de lluvia, la condensación y contaminantes en el aire.





**Figura N° 5.3: Vista externa de la instalación de un Sello Secundario tipo Sello EconoFlex – Cía. HMT.**

#### **5.1.4 Sello secundario Flex-A – CIA HMT**

El sello secundario FLEX-A es uno de los tipos más económico y eficaces de los sellos secundarios disponibles. Presenta fácil instalación y mantenimiento, el sello FLEX-A supera las especificaciones estrictas para tapas de protección secundaria. Esto le ha otorgado al sello FLEX-A la aprobación de diversas entidades gubernamentales de los organismos reguladores en todos los mercados estadounidenses y europeos.

Diseñado para ser instalado con el tanque en servicio, el FLEX-A se ha diseñado para adaptarse a prácticamente cualquier tipo de diseño exterior del techo flotante, con capacidad para grandes variaciones en el espacio y el reborde anular, siendo compatible con diversos tipos de sellos primarios y las conexiones de los sellos. Cada sello FLEX-A es diseñado a medida para adaptarse a las características específicas de un tanque.

El sello FLEX-A, presenta una amplia barrera de vapor, asegurado el sello altamente eficaz para una amplia gama de productos y condiciones de servicio. Disponibles en acero galvanizado o inoxidable,

Diseño Avanzado:

- Larga vida útil.
- Operación libre de mantenimiento.

- En instalaciones de servicio.
- Excede los Requisitos del gobierno.
- Facilidad de instalación
- Acomoda grandes variaciones espaciales del sello.

Características de diseño:

- Acomoda Amplia gama de variaciones espacio del borde.
- Las derivaciones para disipar la electricidad estática sobre el sello instalado bajo petición.
- Amplia gama de materiales metálicos y no metálicos disponibles para el servicio: varios términos.
- El material de la tela de barrera de vapor es de Fluoropolímero laminado de PTFE (Teflón),
- Estos sellos podrán volver a tanque sin una atención especial, si el tanque se llena en exceso.
- Aberturas de espuma de flujo disponibles.
- Soportes para la fijación del Borde vertical u horizontal.
- Diseño personalizado para cada tanque.
- Diseño reduce la contaminación del producto del agua de lluvia, la condensación y contaminantes en el aire.

## **5.2 Información Técnica del sello secundario tipo wiper propuesto como mecanismo de control para tanques de techo externo flotante**

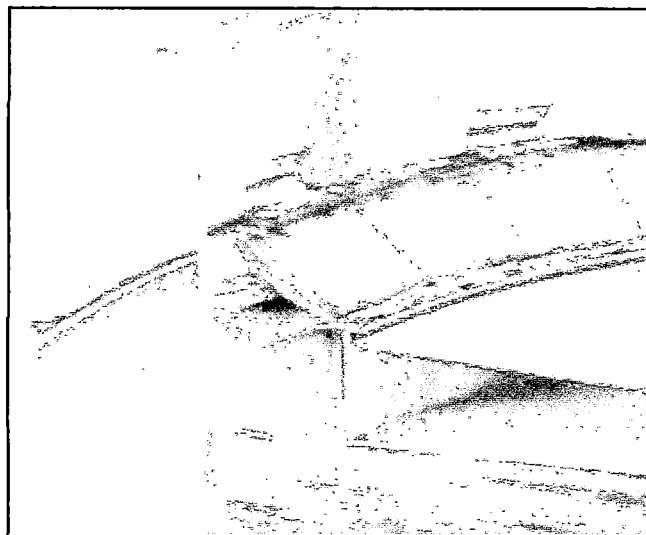
A continuación presentamos información técnica del Sello secundario propuesto, Sello Secundario tipo "Limpiador" (Wiper).

- Acero Galvanizado Sello Secundario tipo "Wiper" Metálico marca "HMT" en Acero Galvanizado.
- Sello está compuesto de láminas/platos de empuje en acero galvanizado, calibre 16, de 13" x 26"; barra aprensadora de anillo perimetral en acero inoxidable 304, calibre 12, de 15 3/4".
- Limpiador (wiper) doble-lamina de Uretano macizo resistente a la abrasión de 5" x 48" x 0.125".

- Plato deslizador en acero galvanizado, calibre 12, de 5" x 10";
- Tela de barrera de vapores de Uretano TB-20 (Uretano de 20 mils de espesor) de 30" de ancho.
- Bandas de derivación a tierra (Shunts) en acero inoxidable 304, calibre 26 de 1" x 15". Tornillería en acero inoxidable serie 300.

Los datos asumidos por HMT para brindamos información de costos fueron:

- Tipo de Techo: Externo Flotante Tipo de Tanque
- Soldado Tipo de Cubierta de Techo: Pontón Altura de Pontón: 34"
- Tipo de Rim: Horizontal Diámetro de pernos del Rim: 3/8".
- Espaciamiento de pernos del Rim: 8".
- Espacio Anular Máximo: 18".
- Espacio Anular Mínimo: 3 ½".
- Espacio Anular Nominal: 8".
- Sistema Anti-rotacional: Tubo de Medición/Aforo.



**Figura N° 5.4: Vista de sección de un sello secundario tipo Wiper en tanque de techo externo flotante.**

### **5.3 Resultado de las reducciones de compuestos orgánicos volátiles no metánicos debido a la instalación de sellos secundarios tipo Wiper**

Para los siguientes cálculos de las Reducciones de COVNM que presenta la Refinería La Pampilla, se tomará la metodología expuesta en el capítulo 4.5.1. Para lo cual se tomará en cuenta la ecuación N° 4.1, la cual permitió calcular las emisiones de COVNM debido al almacenamiento de producto.

Dado que el cálculo de las emisiones de COVNM se encuentran en función de los factores de emisión y considerando como el control de emisión de COVNM la instalación de los sellos secundarios tipo wiper para tanques de techo externo flotantes.

Dado el Cuadro N° 4.2, la cual presenta los factores de emisión y muestra la dependencia por el tipo de servicio y del control propuesto, a continuación se elabora el Cuadro N° 5.1, la cual presenta el resumen de tanques de almacenamiento de crudo y gasolina/nafta, el tipo de control actual y el tipo de control propuesto; así como también su respectivo factor de emisión. Es importante tener claro el tipo de servicio que actualmente presenta cada tanque, debido a que cada uno de ellos presenta distintas capacidades operativas.

Ahora como parte del cálculo de las reducciones de emisiones de COVNM, fue necesario determinar las proyecciones de carga-producción 2010-2019, para lo cual se tomó como base el resumen de carga-producción de los años 2006, 2007, 2008, 2009, el cual fue proporcionado por la Gerencia de Programación y Control de la Refinería La Pampilla S.A.A., mostrados en el Cuadro N° 4.3. Resúmenes de Carga/Producción Neta 2006-2009, para lo cual se tomaron las siguientes consideraciones:

- Se consideraron sólo como productos la carga de crudo, slop procesado, gasolinas y naftas.
- Cualquier valor negativo dentro de los balances de carga-producción se asumirán como 0, debido a que el valor negativo en el balance me representa que no hubo un trasvase de producto en el tanque, por tal no presentará emisiones de COVNM.
- Se considera un movimiento de carga ideal en los tanques, la entrada de producto (trasvase) es igual a la salida del producto.
- Los tanques no presentan inventarios iniciales.

**Cuadro N° 5.1: Resumen de Tanques de techo externo flotantes con sus mecanismo de control propuesto para la reducción de COVNM y sus respectivos factores de emisión – Refinería La Pampilla S.A.A 2012.**

Tipo de Tanque	Tanque	Tipo de Servicio	Tipo de Sello / Sistema de control Actual	Tipo de Sello / Sistema de control Propuesto	Factor de Emisión de COVNM	
					Simple	Secundario
Techo Externo Flotante	31-T1A	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1B	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1C	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1D	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1E	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1L	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1P	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1Q	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1R	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1S	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T1T	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025
	31-T103A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	31-T103B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	31-T23	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	32-T4	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	32-T5	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	32-T6	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	32-T7	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	31-T8A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
	31-T8B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005
31-T9A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	
31-T9B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	

En el Cuadro N° 5.2 se presentan las proyecciones de cargas/producción para el periodo 2010 al 2020, realizadas para la Refinería La Pampilla; para ello se tomó como base la tendencia de Carga/Producción del periodo 2006-2009, presentadas en el Cuadro N° 4.3, para lo cual se consideró los límites inferiores de las tendencias del crudo y gasolina/nafta.

Es claro observar que la tendencia en la próxima década es el incremento de la carga/producción de la gasolina, debido al incremento del consumo en el mercado nacional. Es por ello que se realizan mejoras en los procesos de refinación del crudo con el fin de aumentar las eficiencias de producción para la obtención de gasolina en sus diversos octanajes establecidos y poder suplir la necesidad de estas brechas con la importación de gasolina, como se muestra en

la Figura N° 5.5. Tendencia de las proyecciones de Carga/producción Neta periodo 2010-2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.

Una vez determinados las proyecciones de las Carga/Producción para el periodo 2010-2020, se procedió a determinar las proyecciones de la variable N para cada tipo de servicio y para el mismo periodo 2010-2020 (determinación del producto transvasado), para lo cual se siguió la Ecuación N° 4.2 expuesta anteriormente.

En el Cuadro N° 5.3 se presentan las Proyecciones de la variable N para el periodo 2010–2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.

Como ejemplo, en el Cuadro N° 5.4 se muestra el resumen de los cálculos mostrados para el año 2009 para las reducciones de COVNM por instalación de sellos secundarios tipo wiper. Para la conversión de unidades de barriles a toneladas, se usó la siguiente relación de densidades para crudo y gasolina/nafta entregada por la guía de parámetros ambientales REPSOL YPF, la cual considera la densidad del crudo y gasolina/nafta como  $\rho_{\text{crudo}}=0.8747 \text{ t/m}^3$ ,  $\rho_{\text{gasolina/nafta}}=0.73 \text{ t/m}^3$  respectivamente y la conversión de barriles a metros cúbicos como  $1\text{Bbl}=0.15898\text{m}^3$ .

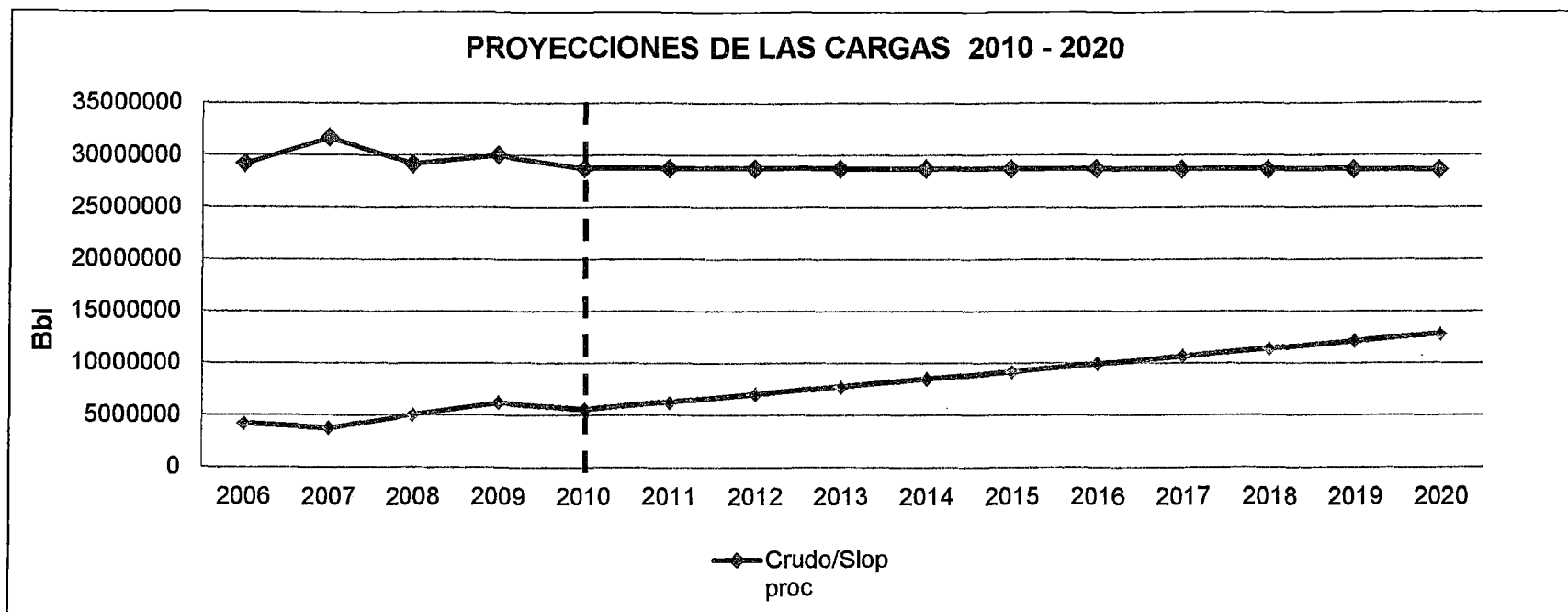
Este tipo de cálculo se realiza para el periodo 2006-2009 y tomando en cuenta los datos proporcionados por los Cuadro N° 5.2 y Cuadro N° 5.3, se procedió a realizar los cálculos para las proyecciones en el periodo 2010-2020.

En el Cuadro N° 5.5 se muestra las proyecciones de las reducciones de las emisiones de COVNM realizados en tanques de techo externo flotante debido al almacenamiento de Crudo y Gasolina/nafta como consecuencia de la instalación de sellos secundarios tipo wiper. Como podemos observar, las reducciones más considerables de COVNM se presentan en los tanques 31-T1R, 31-T1S y 31-T1T de almacenamiento los cuales presentan como producto el crudo. Esto es consecuente debido estos tanques presentan una mayor capacidad operativa como es mostrada en el Cuadro N° 5.4. Por tal, la reducción de emisiones de COVNM por instalación de sellos secundarios tipo wiper para el periodo 2010 – 2020 sería de sería un aproximado de 116 toneladas, lo cual representa una reducción del 40% de emisiones de COVNM al aire, tal como lo muestra la Figura N° 5.6. Reducción de COVNM para el periodo 2010-2020 para tanques de techos externos flotantes debido a la instalación de sellos secundarios tipo limpiaparabrisas (wiper) – Refinería La Pampilla S.A.A.

**Cuadro N° 5.2: Proyecciones de Carga/Producción Neta periodo 2010 – 2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.**

Carga - Producción (Bbl)	PROYECCIONES (Bbl)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Crudo/Slop proc</b>	28,773,597	28,763,389	28,753,181	28,742,973	28,732,765	28,722,557	28,712,349	28,702,141	28,691,933	28,681,725	28,671,517
<b>Gasolina/Nafta</b>	5,574,764	6,305,602	7,036,440	7,767,278	8,498,116	9,228,954	9,959,792	10,690,630	11,421,468	12,152,306	12,883,144

Figura N° 5.5: Tendencia de las proyecciones de Carga/Producción Neta periodo 2010 – 2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.





**Cuadro N° 5.3: Proyecciones de la variable N para el Periodo 20010-2020 – Refinería La Pampilla S.A.A.**

Año		Tipo de Servicio	Capacidad máxima Operativa Total (Bbl)	Capacidad Almacenada (Bbl)	N turnover
<b>PROYECCIONES</b>	2010	Crudo	2,759,605	28,773,597	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	5,574,764	7.7
	2011	Crudo	2,759,605	28,763,389	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	6,305,602	8.8
	2012	Crudo	2,759,605	28,753,181	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	7,036,440	9.8
	2013	Crudo	2,759,605	28,742,973	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	7,767,278	10.8
	2014	Crudo	2,759,605	28,732,765	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	8,498,116	11.8
	2015	Crudo	2,759,605	28,722,557	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	9,228,954	12.8
	2016	Crudo	2,759,605	28,712,349	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	9,959,792	13.8
	2017	Crudo	2,759,605	28,702,141	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	10,690,630	14.9
	2018	Crudo	2,759,605	28,691,933	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	11,421,468	15.9
	2019	Crudo	2,759,605	28,681,725	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	12,152,306	16.9
	2020	Crudo	2,759,605	28,671,517	10.4
		Gasolina/Nafta	719,685	12,883,144	17.9

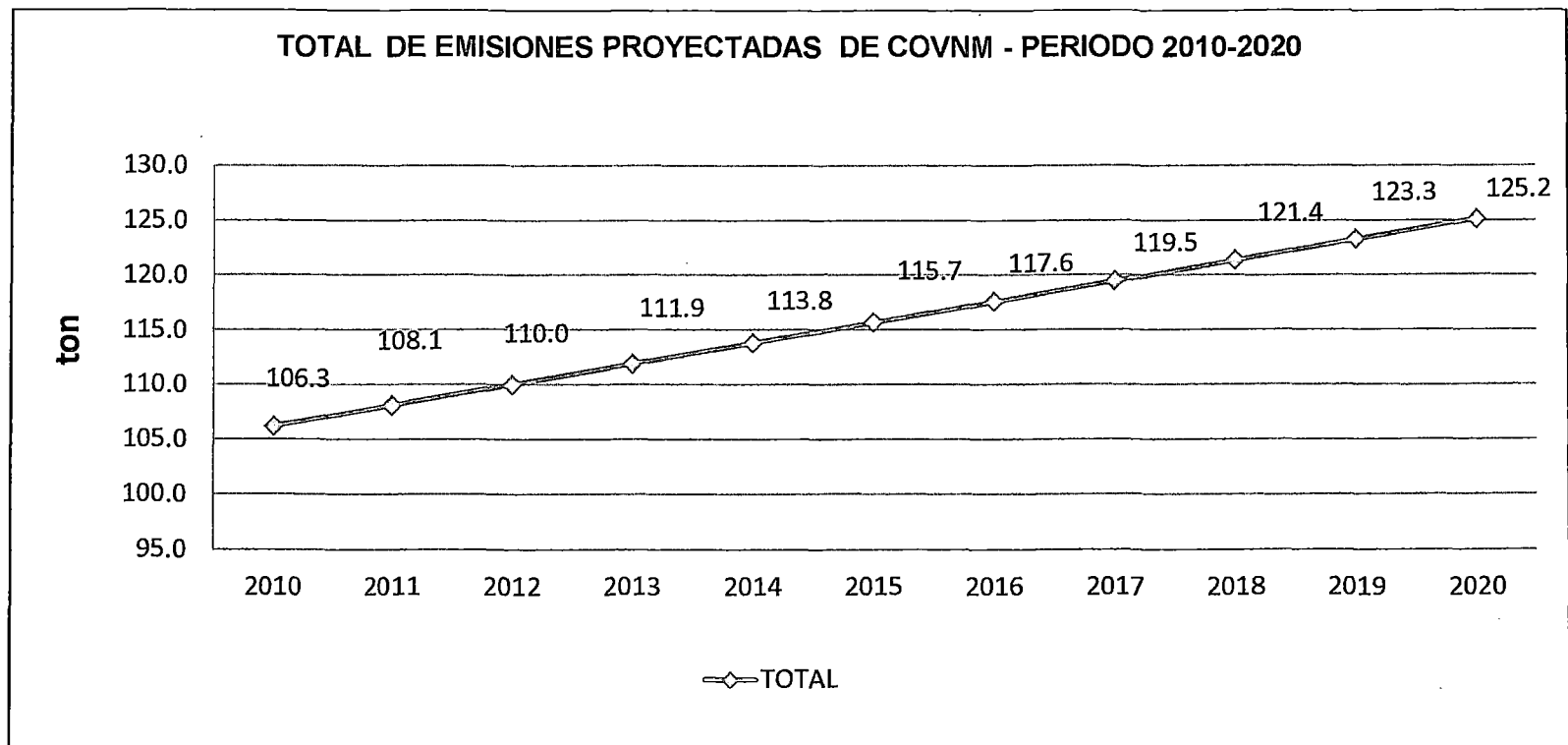
**Cuadro N° 5.4: Cálculo de la reducción de COVNM para el año 2009 para tanques de techos externos flotantes por instalación de sellos secundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.**

Tipo de Tanque	Tanque	Tipo de Servicio	Tipo de Sello / Sistema de control Actual	Tipo de Sello / Sistema de control Propuesto	Factor de Emisión de COVNM			Cap. Máx. Operativa	Cálculos Anuales				
					Simple	Secundario	Bbl		Nturnover	Producto transvasado (t)	Emisión de COVNm (t)		Reducción (t) 2009
											Simple	Secundario	
Techo Externo Flotante	31-T1A	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	109635	10.9	165877	6.1	0.4	5.6	
	31-T1B	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	110154	10.9	166663	6.1	0.4	5.7	
	31-T1C	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	113176	10.9	171235	6.3	0.4	5.8	
	31-T1D	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	185027	10.9	279945	10.2	0.7	9.5	
	31-T1E	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	183852	10.9	278167	10.2	0.7	9.5	
	31-T1L	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	133188	10.9	201513	7.4	0.5	6.9	
	31-T1P	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	132909	10.9	201090	7.3	0.5	6.8	
	31-T1Q	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	179974	10.9	272300	9.9	0.7	9.3	
	31-T1R	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	236454	10.9	357754	13.1	0.9	12.2	
	31-T1S	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	236322	10.9	357554	13.1	0.9	12.2	
	31-T1T	Crudo	Sello primario	Sello Secundario	0.0000365	0.0000025	236339	10.9	357580	13.1	0.9	12.2	
	31-T103A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	38725	8.6	38873	2.8	0.2	2.6	
	31-T103B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	39010	8.6	39159	2.9	0.2	2.7	
	31-T23	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	12131	8.6	12178	0.9	0.1	0.8	
	32-T4	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	6576	8.6	6601	0.5	0.0	0.4	
	32-T5	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	3768	8.6	3782	0.3	0.0	0.3	
	32-T6	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	6530	8.6	6554	0.5	0.0	0.4	
	32-T7	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	6561	8.6	6586	0.5	0.0	0.4	
	31-T8A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	48363	8.6	48547	3.5	0.2	3.3	
	31-T8B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	48315	8.6	48499	3.5	0.2	3.3	
31-T9A	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	15059	8.6	15116	1.1	0.1	1.0		
31-T9B	Gasolina	Sello primario	Sello Secundario	0.000073	0.000005	15514	8.6	15573	1.1	0.1	1.1		
Techo Interno Flotante	31-T1F	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	128971	10.9	195132	15.6	15.6	0.0	
	31-T1G	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	127591	10.9	193045	15.4	15.4	0.0	
	31-T1H	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	127856	10.9	193445	15.5	15.5	0.0	
	31-T1J	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	129766	10.9	196336	15.7	15.7	0.0	
	31-T1K	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	128474	10.9	194380	15.6	15.6	0.0	
	31-T1M	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	127630	10.9	193103	15.4	15.4	0.0	
	31-T1N	Crudo	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00008	0.00008	127364	10.9	192701	15.4	15.4	0.0	
	31-T203	Gasolina	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00016	0.00010	42527	8.6	42689	6.8	4.3	2.6	
	31-T209A	Gasolina	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00016	0.00010	128680	8.6	129171	20.7	12.9	7.8	
	31-T209B	Gasolina	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00016	0.00010	128838	8.6	129330	20.7	12.9	7.8	
	31-T210A	Gasolina	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00016	0.00010	43040	8.6	43204	6.9	4.3	2.6	
	31-T213A	Gasolina	Sin Sistema control	Con Sistema control	0.00016	0.00010	129587	8.6	130081	20.8	13.0	7.8	
	32-T2	Gasolina	Sin Sistema control	Techo Interno	0.00157	0.00016	6462	8.6	6486	10.2	1.0	9.1	
Techo Fijo	31-T18A	Crudo	Sin Sistema control	Techo Interno	0.000785	0.00008	443	10.9	670	0.5	0.1	0.5	
	31-T101	Crudo	Sin Sistema control	Techo Interno	0.000785	0.00008	4482	10.9	6781	5.3	0.5	4.8	

Cuadro N° 5.5: Proyecciones de Reducciones de COVNM (ton) para el periodo 2010-2020 – Refinería La Pampilla S.A.A

Tipo de Tanque	Tanque	Proyecciones de Reducciones de COVNM (ton)										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Techo Externo Flotante	31-T1A	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
	31-T1B	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
	31-T1C	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
	31-T1D	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
	31-T1E	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
	31-T1L	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5
	31-T1P	6.6	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
	31-T1Q	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.8	8.8	8.8
	31-T1R	11.7	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6
	31-T1S	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6
	31-T1T	11.7	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6
	31-T103A	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.2	5.5
	31-T103B	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	4.9	5.2	5.5
	31-T23	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
	32-T4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
	32-T5	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
	32-T6	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
	32-T7	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9
	31-T8A	3.0	3.3	3.7	4.1	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.4	6.8
	31-T8B	3.0	3.3	3.7	4.1	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.4	6.8
	31-T9A	0.9	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.0	2.1
	31-T9B	0.9	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2
<b>TOTAL DE REDUCCIONES</b>		106.3	108.1	110.0	111.9	113.8	115.7	117.6	119.5	121.4	123.3	125.2

Figura N° 5.6: Reducción Total de COVNM para el periodo 2010-2020 para tanques de techos externos flotantes debido a la instalación de sellos secundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.



## **CAPITULO VI EVALUACION ECONOMICA**

En el presente capítulo se realizará la Evaluación Económica de las reducciones proyectadas de COVNM debido a la instalación de sellos secundarios tipo Wiper. Es por ello que el presente capítulo muestra las siguientes determinaciones como base para la evaluación económica del presente trabajo:

- Determinación del precio del crudo y gasolina en el mercado internacional tomando como referencia el precio del crudo WTI y el precio de la gasolina UNL87.
- Determinación de los ahorros proyectados debido a la reducción de emisiones de COVNM producto de la instalación de sellos secundarios tipo Wiper.
- Determinación del costo de mano de obra por instalación de sellos secundarios en tanques de techo externo flotante.
- Determinación del costo de sellos secundarios tipo wiper para los tanques de techo externo flotante.
- Determinación de la inversión del capital.

Todas las presentes determinaciones ayudaron a realizar la evaluación económica del presente trabajo, el cual concluye con la presentación de las variables económicas como el Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Retorno de la Inversión (PRI).

### **6.1 Determinación del precio del crudo WTI y gasolina UNL 87**

Es por ello que iniciaremos la determinación de los precios de los productos (crudo y gasolina) en el mercado internacional, para lo cual se tomaron las siguientes consideraciones:

- La referencia del precio en el mercado internacional, según crudo WTI (US\$/Bbl) y gasolina UNL87 (US\$/Bbl).
- El crecimiento mundial en los precios de los productos constantes 2010-2019, tomando como referencia la proyección del precio promedio para el 2012.

- El crecimiento del precio de la gasolina es el mismo para el 2011.

Para la determinación del precio del crudo, se tomaron en consideración los cierres promedios registrados durante cada etapa del año y para cada año; es conocido que durante los últimos años el precio del crudo se ha incrementado considerablemente desde la última caída sufrida durante el año 2009.

A continuación se realiza un breve análisis de la evolución del precio del crudo durante los años 2009 y 2011:

- **En el periodo 2009:** El precio del petróleo se encareció y cerró el 2009 con la mayor subida en una década.

Las cotizaciones del crudo en 2009 rozaron la barrera de los 80 dólares por barril y acumularon un crecimiento anual del 75%, el más alto en una década.

Al finalizar la sesión del 31-12-2009, en la Bolsa Mercantil de Nueva York el crudo WTI marcó un precio de 79,36 dólares por barril. Tanto el WTI como el Brent empezaron 2009 con cotizaciones en torno a los 45 dólares por barril.

Los precios del petróleo cerraron el año 2009 de alzas como no se veían desde 1999 cuando la ganancia anual del WTI llegó al +78%, y la del Brent rondó el +75%.

Tras los picos máximos de casi 150 dólares por barril registrados en julio de 2008, los operadores están observando los datos macroeconómicos y los mercados bursátiles, en busca de señales sobre un posible final de la recesión que podría estimular el consumo y reducir los elevados inventarios de petróleo.

- **En el periodo 2010:** El precio del petróleo se encareció y cerró el 2010 con una subida en un 9,71%. Las cotizaciones del crudo en 2010 han rozado la barrera de los 90 dólares por barril y han acumulado un crecimiento anual del +9,71%. Al finalizar la sesión del 31-12-2010, último día de cotizaciones del año 2010, en la Bolsa Mercantil de Nueva York el crudo WTI marcó un precio de 89,35 dólares por barril. El WTI empezó el 2010 con cotizaciones en torno a los 79,36 dólares por barril. Desde entonces, la esperanza de la recuperación económica, y del consumo de crudo, se alternó con las dudas de que la salida de la crisis fuera más dura o lenta de lo esperado.

- **En el periodo 2011:** El precio del petróleo durante el año 2011 se encareció y cerró el 2011 con una subida del WTI en un +7,77%, y del Brent en un +12,00%. La cotización del petróleo en 2011 dependió ante todo de la volatilidad de los mercados bursátiles y de las crisis de las deudas soberanas. WTI 2011. Al finalizar la sesión del 30-12-2011, último día de cotizaciones del año 2011, en la Bolsa Mercantil de Nueva York el petróleo WTI marcó un precio de 98,90 dólares por barril, acumulando un crecimiento anual durante del 2011 de un +7,77%.

En la Gráfica N° 6.1 se presenta la tendencia del precio del Crudo WTI para el periodo 2009 al 2012, mostrando las fluctuaciones de los precios comentados anteriormente.

Con respecto al precio de la gasolina; para los años 2010 y 2011 se presentó un precio de gasolina promedio UNL87 de 87.5 US\$/bbl y 89.8 US\$/bbl.

Cabe señalar que para las proyecciones del periodo 2012 al 2020 se asume que el crecimiento mundial en los precios de los productos se mantiene constantes. Por tal, en el Cuadro N° 6.1 se presenta las proyecciones de los precios de los productos (US\$/bbl).

## **6.2 Determinación de los ahorros proyectados por reducción de COVNM**

Conocidas las proyecciones de costos de los productos mostradas en el Cuadro N° 6.1 realizaremos los cálculos de los ahorros proyectados para el periodo 2010-2020, en función de los costos del producto y las reducciones de emisiones generadas por la implementación de sellos secundarios tipo Wiper mostradas en el Cuadro N° 6.2..





**Cuadro N° 6.2: Proyecciones de ahorros por reducción de emisiones de COVNM (US\$) por implementación se sellos secundarios tipo Wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.**

TANQUE	PROYECCIONES DE AHORROS POR INSTALACION DE SELLOS SECUNDARIOS (US\$)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
31-T1A	3,473	3,843	3,884	3,883	3,881	3,880	3,878	3,877	3,876	3,874	3,873
31-T1B	3,489	3,861	3,902	3,901	3,900	3,898	3,897	3,895	3,894	3,893	3,891
31-T1C	3,585	3,967	4,009	4,008	4,006	4,005	4,004	4,002	4,001	3,999	3,998
31-T1D	5,861	6,485	6,555	6,552	6,550	6,548	6,545	6,543	6,541	6,538	6,536
31-T1E	5,824	6,444	6,513	6,511	6,508	6,506	6,504	6,502	6,499	6,497	6,495
31-T1L	4,219	4,668	4,718	4,717	4,715	4,713	4,712	4,710	4,708	4,707	4,705
31-T1P	4,210	4,658	4,708	4,707	4,705	4,703	4,702	4,700	4,698	4,697	4,695
31-T1Q	5,701	6,308	6,376	6,373	6,371	6,369	6,367	6,364	6,362	6,360	6,358
31-T1R	7,490	8,287	8,377	8,374	8,371	8,368	8,365	8,362	8,359	8,356	8,353
31-T1S	7,486	8,283	8,372	8,369	8,366	8,363	8,360	8,357	8,354	8,351	8,348
31-T1T	7,486	8,283	8,372	8,369	8,367	8,364	8,361	8,358	8,355	8,352	8,349
31-T103A	1,785	2,071	2,311	2,551	2,792	3,032	3,272	3,512	3,752	3,992	4,232
31-T103B	1,798	2,087	2,328	2,570	2,812	3,054	3,296	3,538	3,779	4,021	4,263
31-T23	559	649	724	799	874	950	1,025	1,100	1,175	1,251	1,326
32-T4	303	352	393	433	474	515	556	596	637	678	719
32-T5	174	202	225	248	272	295	318	342	365	388	412
32-T6	301	349	390	430	471	511	552	592	633	673	714
32-T7	302	351	392	432	473	514	554	595	636	676	717
31-T8A	2,229	2,587	2,887	3,186	3,486	3,786	4,086	4,386	4,686	4,985	5,285
31-T8B	2,227	2,584	2,884	3,183	3,483	3,782	4,082	4,381	4,681	4,980	5,280
31-T9A	694	805	899	992	1,086	1,179	1,272	1,366	1,459	1,552	1,646
31-T9B	715	830	926	1,022	1,118	1,214	1,311	1,407	1,503	1,599	1,695
<b>TOTAL</b>	69,908	77,952	80,144	81,612	83,080	84,548	86,016	87,484	88,952	90,420	91,888

### 6.3 Determinación del costo de mano de obra

Para la estimación de costo de mano de obra, se consideró data entregada por la Gerencia de Mantenimiento, tomando como base los trabajos realizados anteriormente como parte de mantenimiento de tanques realizados en la Refinería La Pampilla; para lo cual se definieron los costos de mano de obra en función de diámetros de los tanques para la instalación de sellos secundarios tipo Wiper y por lo cual se tomaron las siguientes consideraciones:

- El tiempo de instalación de un sello secundario tipo wiper en tanques de almacenamiento con techo externo flotante es de 7 días, trabajando una jornada laboral de 8.5 horas.
- El personal involucrado está conformado por 1 supervisor, considerando a un supervisor de la Refinería La Pampilla y 6 ayudantes, los cuales son considerados de una empresa contratista.
- Los honorarios están distribuidos en 30 soles/hora (supervisor) y 12 soles/hora (ayudantes).

Las estimaciones de la cantidad de personal para realizar la instalación de sellos por tamaños de tanques de diámetros de 15m, 20m, 45m y 53m fueron determinadas en función trabajos de mantenimiento que se realizaron a los respectivos tanques de almacenamiento y considerando un adicional como soporte ante contratiempos que se puedan generar. Es por ello que no se considerará gastos indirectos por imprevistos, debido a que han sido incluidos en este punto.

Para determinar los costos de instalación de sellos de distintos diámetros se considera una cotización del dólar, según BVL, en S/. 2.815 (11/08/2010).

En el Cuadro N° 6.3, se muestra las proyecciones de los costos de mano de obra (US\$) para los distintos tamaños de sellos secundarios tipo wiper a instalarse en los tanques de almacenamiento de la Refinería La Pampilla. Los costos de mano de obra se varían en un rango de 1649 US\$ a 3424 US\$ dependiendo del diámetro de instalación.

**Cuadro N° 6.3: Estimación de los costos de mano de obra por instalación de sellos secundarios tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.**

COSTO DE MANO DE OBRA DE OPERACIÓN (US\$)													
Tipo de Personal	CANTIDAD DE PERSONAL A CARGO					Tiempo de Operación (día)	Honorarios (S./h)	Jornada de trabajo (h/día)	COSTO POR TAMAÑO DE TANQUE (US\$)				
	D=15	D=20	D=30m	D=45m	D=53m				D=15	D=20	D=30m	D=45m	D=53m
<b>Supervisor</b>	1	1	1	1	1	7.0	30	8.5	634	634	634	634	634
<b>Ayudantes</b>	4	5	6	10	11	7.0	12	8.5	1,015	1,268	1,522	2,536	2,790
								<b>Total</b>	<b>1,649</b>	<b>1,902</b>	<b>2,156</b>	<b>3,171</b>	<b>3,424</b>

#### 6.4 Determinación de los costos de sellos secundarios

La determinación de los costos de los sellos secundarios tipo wiper, se realizó en base a la cotización enviada por HMT Texas, empresa especializada en equipos para tanques de almacenamiento. En el Cuadro N° 6.4 , se muestra la información de los costos brindados de sellos secundarios tipo Limpiador (Wiper) - Acero galvanizado marca HTM; el costo base para un sello de D=27m es de 9,396US\$, con un descuento de 320 US\$ por cada metro menos de sello y un costo adicional de 350US\$ por cada metro adicional de sello requerido.

**Cuadro N° 6.4: Costos de Sellos Secundarios tipo Wiper – HMT Texas inc.**

COSTO DE SELLOS (US\$)					
Tipo de Sello Secundario	Costo de sellos para tanques				
	D=15	D=20	D=30m	D=45m	D=53m
Limpiaparabrisas (Wiper)	5,556	7,156	10,446	15,445	18,120

#### 6.5 Determinación de la inversión del capital Total

Para la determinación del capital total, en función del capital fijo y el capital de trabajo para cada operación de instalación de sellos secundarios tipo wiper; se tomará información proporcionada en el Cuadro N° 6.3 y Cuadro N° 6.4.

A continuación en el Cuadro N° 6.5 se muestran los Capitales de Instalación (US\$), los Capital Activo (US\$) y la inversión de Capital Total (US\$) para los distintos tipos de diámetros de sellos secundarios a instalarse.

**Cuadro N° 6.5: Capitales de Trabajo para los distintos diámetros de Sellos secundarios Tipo wiper – Refinería La Pampilla S.A.A.**

	D=15	D=20	D=30m	D=45m	D=53m
<b>CAPITAL INSTALACIÓN</b>	1,649	1,902	2,156	3,171	3,424
<b>CAPITAL ACTIVO</b>	5,556	7,156	10,446	15,445	18,120
<b>INVERSION CAPITAL TOTAL</b>	7,205	9,058	12,602	18,616	21,544

## 6.6 Determinación del costo total

Para la determinación del gasto total de instalación de sellos, se toma en cuenta los costos de manufactura, depreciación de los sellos secundarios y gastos generales.

Para la determinación de Costos de manufactura, consideramos gastos directos y gastos indirectos, en donde se tomaron las siguientes consideraciones:

- Costo de supervisión y mano de obra de oficina, es de un 15% mano de obra de operación.
- Costos de servicios, el uso de electricidad por uso de 3 equipos de soldadura de 5KW de potencia, durante 5 días por 5 hora/día, tomando como tarifa de consumo eléctrico de 0.4525 soles/kw-h.
- Por disposición de residuos, se considera la generación de 0.5 TM, 0.7 TM, 0.9 TM, 1.2 TM y 1.5 TM de residuos no peligrosos por los trabajos de instalación para los diámetros de 15m, 20m, 30m, 45, 53m respectivamente; los cuales serán dispuestos en un relleno sanitario con un costo de 13.26 US\$/TM.
- Los costos por mantenimiento y operaciones se consideran un 5% del Capital de Instalación.
- Los suministros de operaciones un 10% de capital instalación; como equipos o instrumentos auxiliares para el mantenimiento.
- Costos generales y almacén es de 50% de la mano de obra, supervisión y mantenimiento.
- No se consideran gastos por flete, seguros e impuestos; debido a que se encuentran incluidos en el costo de los sellos brindados por HMT Texas inc.

Para la determinación de la depreciación se considera un 10% del capital de inversión total. Para la determinación de costos generales (gastos administrativos) se considera un 25% de costos indirectos generales. En el Cuadro N° 6.6 se muestra los Costos totales como resultado de la instalación de sellos secundarios tipo wiper para los distintos tipos de diámetros establecidos.

## **6.7 Determinación de valores actuales netos**

En la evaluación económica de las instalaciones de sellos consideramos los valores determinados anteriormente y realizamos los cálculos para la determinación de los Flujos Netos Totales, para lo cual consideramos:

- Valor de rescate igual a un 10% del Valor capital de instalación.
- Tasa de descuento igual a 15%.
- Se considera una estabilidad económica para los futuros años, por lo que no se consideran ni riegos, ni inflación en la evaluación económica. Para lo cual tenemos para la instalación de los 22 sellos secundarios tipo wiper los siguientes costos determinados de las consideraciones anteriores:
  - Capital Instalación Total es de 56,308 US\$
  - Capital activo total de 261,796 US\$.
  - Costo Total de Manufactura de 108,510 US\$.
  - Gastos Administrativos Total de 8,446 US\$.

En el Cuadro N° 6.7, se muestra el resultado de la evaluación económica de las instalaciones de los sellos secundarios tipo wiper a los 22 tanques con techo externos flotantes de la Refinería La Pampilla S.A.A.

De la Gráfica N° 6.2 se observa la evolución de los Valores Actuales Netos (VAN), los cuales empiezan a ser positivos a partir del 2 año hacia adelante; obteniéndose un Periodo Interno de Retorno de 25 años, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 7.4%.

En el Cuadro N° 6.8 se presenta un resumen de las variables económicas (TIR y PRI) analizadas para cada tanque de almacenamiento de techo externo flotante debido a la instalación de un sello secundario tipo limpiaparabrisas (wiper).

**Cuadro N° 6.6: Resultados de los costos totales como resultado de la instalación de sellos secundarios tipo wiper para los diferentes diámetros establecidos – Refinería La Pampilla S.A.A.**

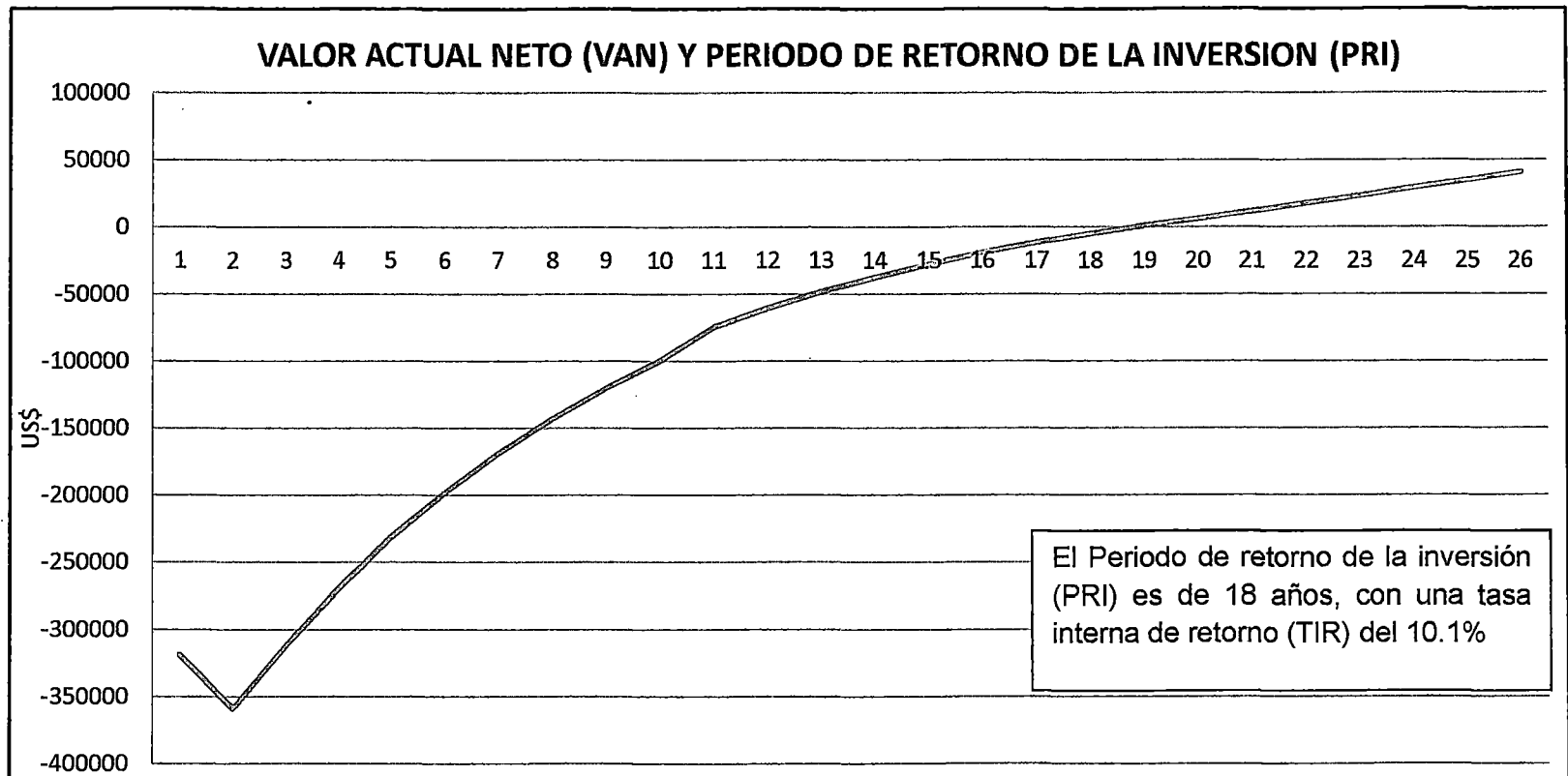
<b>GASTO TOTAL DE INSTALACION DE SELLOS SECUNDARIOS (US\$)</b>					
<b>DIAMETROS DE SELLOS SECUNDARIOS TIPO WIPER</b>	<b>D=15</b>	<b>D=20</b>	<b>D=30m</b>	<b>D=45m</b>	<b>D=53m</b>
<b>COSTO MANUFACTURA</b>					
<b>GASTOS DIRECTOS</b>					
<b>MANO DE OBRA DE OPERACIÓN</b>	1,649	1,902	2,156	3,171	3,424
* <b>SUPERVISION Y MANO OBRA OFICINA</b> (15% mano de obra operación)	247	285	323	476	514
* <b>SERVICIOS</b>					
Electricidad @ 0.15 US\$/(KW-h)	56	56	56	56	56
Disposicion de Desechos @ 13.26 US\$/TM	7	9	12	16	20
* <b>MANTENIMIENTO Y REPARACIONES</b> (5% capital instalación)	82	95	108	159	171
* <b>SUMINISTROS DE OPERACION</b> (10% Capital instalación - mantenimiento reparaciones)	165	190	216	317	342
<b>TOTAL</b>	<b>2,206</b>	<b>2,539</b>	<b>2,871</b>	<b>4,194</b>	<b>4,528</b>
<b>GASTOS INDIRECTOS</b>					
* <b>GENERALES, ALMACEN</b> (50% m.obra+ superv.+mnto.)	989	1,141	1,294	1,902	2,054
<b>TOTAL</b>	<b>989</b>	<b>1,141</b>	<b>1,294</b>	<b>1,902</b>	<b>2,054</b>
<b>COSTO TOTAL DE MANUFACTURA</b> (no incluye depreciación)	<b>3,195</b>	<b>3,680</b>	<b>4,164</b>	<b>6,096</b>	<b>6,582</b>
<b>DEPRECIACION</b>					
<b>DEPRECIACION</b> (10% Inversión del Capital Total)	<b>721</b>	<b>906</b>	<b>1260</b>	<b>1862</b>	<b>2154</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>					
* <b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b> (25% gastos indirectos generales)	247	285	323	476	514
<b>TOTAL</b>	<b>247</b>	<b>285</b>	<b>323</b>	<b>476</b>	<b>514</b>
<b>GASTO TOTAL</b>	<b>4,871</b>	<b>5,747</b>	<b>8,434</b>	<b>9,250</b>	<b>4,871</b>

**Cuadro N° 6.7: Análisis económico para la instalación de sello secundarios tipo wiper en tanques de techo externo flotante de La Refinería La Pampilla S.A.A.**

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS POR AHORRO (US\$/año)		69,908	77,952	80,144	81,612	83,080	84,548	86,016	87,484	88,952	90,420
EGRESOS (US\$/año)		108,510	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>UTILIDAD BRUTA (US\$/año)</b>		-38,602	77,952	80,144	81,612	83,080	84,548	86,016	87,484	88,952	90,420
GAST. ADMINISTRATIVOS (US\$/año)		8,446	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>UTILIDAD OPERACIÓN (US\$/año)</b>		-47,048	77,952	80,144	81,612	83,080	84,548	86,016	87,484	88,952	90,420
DEPRECIACION (US\$/año)		28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO (US\$/año)</b>		-75,537	49,323	51,515	52,983	54,451	55,919	57,387	58,854	60,322	61,790
IMPTO. A LA RENTA 30% (US\$/año)		0	14,797	15,454	15,895	16,335	16,776	17,216	17,656	18,097	18,537
<b>UTILIDAD NETA (US\$/año)</b>		-75,537	34,526	36,060	37,088	38,115	39,143	40,171	41,198	42,226	43,253
<b>INVERSIONES</b>											
CAPITAL INSTALACIÓN (US\$/año)	56,308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL ACTIVO (US\$/año)	261,796	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL (US\$/año)</b>	318,104	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UTILIDAD NETA (US\$/año)		-75,537	34,526	36,060	37,088	38,115	39,143	40,171	41,198	42,226	43,253
DEPRECIACION (US\$/año)		28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629	28,629
VALOR DE RESCATE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	31,810
<b>FNF (US\$/año)</b>	-318,104	-46,908	63,156	64,690	65,717	66,745	67,772	68,800	69,828	70,855	103,693
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VAN	-318,104	-40,790	47,755	42,535	37,574	33,184	29,300	25,864	22,827	20,141	25,631
<b>VAN ACUMULADO</b>	-318,104	-358,894	-311,139	-268,605	-231,030	-197,846	-168,547	-142,682	-119,855	-99,714	-74,083



Gráfica N° 6.2: Evolución del Valor Actual Neto (VAN) y Periodo de Retorno de la Inversión (PRI) para el periodo 2010-2019 por instalación de sellos secundarios tipo wiper en tanques de techo externo flotante– Refinería La Pampilla S.A.A.



**Cuadro N° 6.8: Resumen de Variables económicas analizadas por instalación de sellos secundarios en cada tanque de techo externo flotante.**

Tanque	Diámetro Interior Promedio (m)	VARIABLE ECONOMICA	
		TIR (%)	PRI (años)
31-T1A	45	4%	>15
31-T1B	45	4%	>15
31-T1C	45	4%	>15
31-T1D	49	15%	10
31-T1E	49	15%	10
31-T1L	46	8%	>15
31-T1P	46	8%	>15
31-T1Q	48	15%	10
31-T1R	53	20%	8
31-T1S	53	20%	8
31-T1T	53	20%	8
31-T103A	26	0%	>15
31-T103B	26	0%	>15
31-T23	16	-5%	>15
32-T4	12	-16%	>15
32-T5	10	-16%	>15
32-T6	12	-16%	>15
32-T7	12	-16%	>15
31-T8A	30	4%	>15
31-T8B	30	4%	>15
31-T9A	18	-7%	>15
31-T9B	18	-7%	>15

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La normativa ambiental en el Perú, en la última década, ha presentado un progreso considerable orientado hacia una agenda de adaptación, cumplimiento y respeto de la legislación ambiental; sin embargo, aún existen brechas por reducir en los próximos años. Los eventos recientes que ha resaltado las consecuencias de la degradación ambiental y la reducción de los recursos naturales han revigorizado los esfuerzos para fortalecer un marco de gestión ambiental en el país. Los pasivos ambientales y los conflictos sobre las concesiones han sido ampliamente cubiertos por los medios de prensa y han llegado a ser el emblema de movimientos indígenas y sociales. En este contexto el Perú ha aprobado en los últimos 10 años nuevas leyes para regular el uso de las evaluaciones de impacto ambiental (EIA), reforzamiento del marco legal del sector forestal y avances para un sistema de gestión ambiental más integral y descentralista. Estos esfuerzos constituyen los pasos iniciales de las reformas que el Perú necesita realizar para enfrentar los urgentes problemas de saneamiento ambiental y vulnerabilidad a los desastres naturales y asegurar que el medio ambiente este salvaguardado mientras la descentralización progresa, nuevos desarrollos ocurren en la Amazonía peruana y otras áreas sensibles; y nuevos patrones de uso de la tierra son adoptados.

2. Según la Agencia de Protección Ambiental (EPA), Los datos claves científicos que apoyan la determinación de que los gases de efecto invernadero en la atmósfera afectan la salud y bienestar público de las generaciones actuales y futuras incluyen:

- Los gases de efecto invernadero que atrapan el calor en la atmósfera ahora se encuentran a los más altos niveles récord en comparación con el pasado reciente y lejano.

- Estos altos niveles atmosféricos son un claro resultado de la actividad humana.

- Las concentraciones atmosféricas de dos de los gases de efecto invernadero más importantes emitidos directamente y de larga vida—el bióxido de carbono y el metano—se encuentran a niveles muy superiores a la escala natural durante los pasados 650,000 años.

- Para el año 2030 las concentraciones atmosféricas proyectadas de los seis gases de efecto de invernadero demuestran un aumento en todos los escenarios en comparación con el 2000.

3. La reducción de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles no metálicos por instalación de sellos secundarios tipo wiper es de un promedio anual de 115.7 TM para el periodo 2010 – 2019 evaluado; lo cual representa una reducción de emisiones de COVNM de 38.8% con respecto a las emisiones del periodo 2006-2009, mostrando una importante reducción de emisiones contaminantes al ambiente. Sin embargo, este valor es sólo considerando a la Refinería La Pampilla; por tal, si consideramos las reducciones que se presentarían para las principales refinerías del país este valor sería mucho más significativo. Es por ello que la reducción actual de COVNM es de suma importancia para la reducción del impacto ambiental para los próximos años.

4. Según el enfoque de económico, el ahorro estimado por la reducción de compuestos orgánicos volátiles no metálicos es de un promedio de 83 012 US\$, la Tasa Interna de Retorno (TIR) de la inversión es de 10.1% y el Periodo de Retorno de la inversión (PRI) es de 18 años para el periodo evaluado 2010 – 2019; es necesario medir estos resultados con un enfoque socio-ambiental; debido a que todo esfuerzo por mejorar la calidad ambiental de las personas es considerada en términos socio-ambientales como rentable ante todo punto de vista.

5. El presente trabajo es un claro esfuerzo dirigido a la conservación del ambiente, de modo tal que se propicie y asegure el uso sostenible, responsable, racional y ético de los recursos naturales y del medio que lo sustenta, para contribuir al desarrollo integral, social económico y cultural del ser humano, en permanente armonía con su entorno. Si bien, el cambio climático, la disminución de bosques, la pérdida de diversidad biológica, la creciente escasez de agua y la gestión limitada de las sustancias químicas y materiales peligrosos, son algunos de los problemas globales que se encuentran bajo normas y tratados internacionales cuyo cumplimiento nacional es necesario impulsar desde el Estado. Es de suma importancia afianzar la integración comercial, homogeneizando criterios y estándares para lograr una gestión ambiental sostenible y un desarrollo ambiental sostenible llevado de la mano con el crecimiento actual del País. Es por ello que ante la problemática actual, este

trabajo contribuye a la reducción de las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el País, dado que se presenta como una acción a seguir para la reducción de compuestos orgánicos volátiles no metánicos como emisiones fugitivas que se presentan actualmente en la industria de las refinerías de petróleo; como concordancia con la meta 4 planteada en el Plan Nacional de Acción Ambiental 2010 – 2021.

6. El esfuerzo realizado durante los últimos años en la Refinería La Pampilla S.A.A. como parte de su Gestión Ambiental es un claro ejemplo del compromiso ambiental y social de una empresa privada para un desarrollo sostenible cumpliendo con la normativa ambiental dispuesta en el País, demostrando que las actividades petrolíferas en el Perú pueden desarrollarse mediante un ámbito de desarrollo sostenible y ecoeficiencia.

## ANEXO 1 EMISIONES GASEOSAS Y CALIDAD DEL AIRE EN LA REFINERIA LA PAMPILLA

Tomando como referencia La Refinería La Pampilla S.A.A., en el año 2009, los monitoreos de emisiones se realizan dos veces por mes durante todo el año. Las fuentes de emisión consideradas en el monitoreo de emisiones de chimenea son las que se indican en el Cuadro A1.1.

Los parámetros monitoreados en los gases de chimenea son: la concentración de gases contaminantes como monóxido de carbono (CO), óxido de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>), hidrocarburos totales (HCT) expresados en mg/m<sup>3</sup>N. Adicionalmente se analizó la concentración de O<sub>2</sub>, se midió la temperatura de emisión de gases. La concentración de Partículas y el flujo de gases de chimenea se obtuvieron por cálculo.

En el Cuadro A1.1 se incluye los resultados de los promedios mensuales del monitoreo de emisiones realizado en todas las fuentes de emisión de la Refinería La Pampilla S.A.A. durante el 2009. En el caso del Incinerador 48H1 los datos reportados están indicados en ton/mes (datos basados en análisis del gas combustible y su caudal de alimentación); siendo que las partículas están determinadas mediante cálculo por factores de emisión como se muestra en el Cuadro A1.3.

El monitoreo de calidad de aire (02 veces por mes) durante los 12 meses del 2009 también fue encargado a SGS. En este caso los parámetros medidos fueron: CO (monóxido de carbono), NO<sub>x</sub> (óxidos de nitrógeno), SO<sub>2</sub> (dióxido de azufre), Partículas PM10, HCNM (hidrocarburos no metánicos) y H<sub>2</sub>S (sulfuro de hidrógeno). Para el análisis de las muestras de calidad de aire la empresa SGS empleó los servicios de sus propios laboratorios (acreditados por INDECOPI).

En el Cuadro A1.4 se incluyen los resultados del monitoreo de calidad de aire que corresponde a la estación Principal EP2 y E10 ubicadas a sotavento del área de proceso, así como de la Estación E7 ubicada a barlovento de procesos, mostrados en la Figura A1.2.

**Cuadro A1.1: Ubicación de Fuentes de emisión de chimeneas – [5]**

Código	Denominación de la fuente	UTM	UTM
		Este	Norte
01H1A	Horno A de Destilación Primaria I	268212	8681956
01H1B	Horno B de Destilación Primaria I	268224	8681949
03H2A	Horno A de Destilación Vacío I	268217	8681978
03H2B	Horno B de Destilación Vacío I	268235	8681979
02H1	Horno de Destilación Primaria II	268254	8682089
04H01	Horno de Destilación Vacío II	268171	8682327
21C4	Regenerador de catalizador FCC	268175	8682010
42B1	Caldera de vapor 1	268186	8681871
42B2	Caldera de vapor 2	268188	8681881
42B3	Caldera de vapor 3	268196	8681875
22H1	Horno 1 de Unidad Desulfurizadora	268137	8681982
22H2	Horno 2 de Rebolier del Stripper de Unidad Desulfurizadora	268127	8681971
22H3/4/5	Hornos 3, 4 de Unidad de Reformación	268127	8681995
50B1	Caldera de recuperación de calor de la Turbina de la Planta Cogeneración	268264	8682313
48H1	Incinerador H2S Planta Cogeneración	268265	8682327
36H1	Oxidador Térmico de Planta de Ventas	268084	8681750
24H01	Horno de Visbreaking	268172	8682305

Cuadro A1.2: Emisiones de Contaminantes – [5].

Equipo	Partículas <sup>(1)</sup> (mg/m <sup>3</sup> N)	SO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup> (mg/m <sup>3</sup> N)	CO <sup>(1)</sup> (mg/m <sup>3</sup> N)	NO <sub>x</sub> <sup>(1)</sup> (mg/m <sup>3</sup> N)	HCT <sup>(1)</sup> (mg/m <sup>3</sup> N)	O <sub>2</sub> %	T (°C)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)
01H1A	58	2,165	17	412	466	6.8	602	5.3
01H1B	68	2,500	19	99	1,089	5.7	548	6.4
03H2A	36	2,419	11	243	528	7.5	404	1.8
03H2B	34	1,781	118	328	606	8.7	458	1.5
21C4	613 <sup>(2)</sup>	773	1,799	138		2.0	467	13.8
02H1	49	1,485	13	345	756	8.4	329	18.4
42B1	19	1,472	12	295	1,401	9.0	281	3.5
42B2	27	1,338	232	278	296	10.4	313	3.4
42B3	34	816	176	339	1,102	13.3	303	5.8
22H1	25	1,929	70	329	278	7.2	722	0.8
22H2	15	2,392	162	324	280	5.9	992	0.9
22H3-4-5	37	2,869	75	452	299	7.7	722	3.3
50B1	1	33	1	466	368	15.3	212	34.2
36H1		1,515	48	111	511	14.6	663	
04H1	1	2,513	0	344	1,527	8.0	258	8.9
24H1	1	855	0	79	981	12.5	184	5.9

(1) Concentraciones expresadas a condiciones normalizadas y corregidas al 11% de O<sub>2</sub>.

(2) La concentración de partículas se obtuvo con aplicaciones del factor de emisión de la EPA-42, con excepción del regenerador 21C4 (FCC), que se basó en la Guía EMEP/CORINAIR, 3ªed. Tabla 8.1, B-411.



**Cuadro A1.3: Emisiones de Contaminantes del Incinerador 48H1 – [5].**

	(1)CO2 total	(1)SO <sub>2</sub>	(1)NO <sub>x</sub>	(1)CO	(2)Particulas	(1)COVNM
	TM/mes	TM/mes	TM/mes	TM/mes	TM/mes	TM/mes
Enero	431.5	380.5	1.152	0.058	0.02	0.016
Febrero	443.8	196.6	1.070	0.054	0.02	0.016
Marzo	533.7	329.8	1.147	0.057	0.01	0.019
Abril	464.0	266.6	0.960	0.048	0.02	0.017
Mayo	415.7	235.1	0.861	0.043	0.05	0.015
Junio	429.2	299.9	0.998	0.050	0.02	0.016
Julio	297.7	311.7	0.908	0.045	0.03	0.011
Agosto	311.4	336.9	0.971	0.049	0.03	0.011
Septiembre	287.3	304.7	0.879	0.044	0.03	0.010
Octubre	230.6	348.0	1.086	0.054	0.03	0.009
Noviembre	273.0	108.7	0.733	0.037	0.03	0.010
Diciembre	272.0	307.9	1.072	0.054	0.03	0.010

(1) Las mediciones de gases se efectuaron en base al principio de celdas electroquímicas de acuerdo a la directriz CTM-030 (EPA)

(2) La metodología empleada para determinar la emisión de partículas, corresponde al AP-42: Stationary Point and Area Sources Factor Emissions Compilation, de la USEPA

**Cuadro A1.4: Datos de estaciones de monitoreo de calidad de aire – [5]**

Código	Ubicación	Parámetros	Coordenadas UTM	
			Este	Norte
EP2	Sur de la Puerta 4, intersección de Av. K y Calle 14.	CO, NO <sub>2</sub> , HCNM, H <sub>2</sub> S, SO <sub>2</sub> , PM <sub>10</sub>	268308	8682940
E7	Sub Estación eléctrica N° 4	H <sub>2</sub> S, PM <sub>10</sub> , SO <sub>2</sub>	268017	8681054
E10	Cerca del perímetro norte de la refinería	H <sub>2</sub> S, PM <sub>10</sub> , SO <sub>2</sub>	268000	8683000

De dichos datos se ha elaborado el Cuadro A1.5 donde se incluyen las concentraciones promedio y máximo de los contaminantes medidos, comparándolos con los valores ECA (Estándares de Calidad Ambiental) establecidos.

De lo cual observamos que la concentración promedio y máxima de cada parámetro gaseoso en cada una de las estaciones indicadas no superó la concentración máxima aceptable correspondiente, regulada por el Estándar de Calidad Ambiental (D.S. N° 074-2001-PCM y D.S. N° 003-2008-MINAM).

El promedio aritmético anual de PM-10 no supero el ECA en las tres estaciones, pero sí lo supera el valor máximo en algunos meses, incluso en la Estación E7 (barlovento – de donde sopla el viento), por lo que se puede inferir la contribución de otras fuentes externas en cuanto a partículas.

**Cuadro A1.5: Resultado promedio de análisis de calidad de aire - [5]**

ITEM	Concentración promedio de contaminantes					
	CO (mg/m <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> (ug/m <sup>3</sup> )	H <sub>2</sub> S (ug/m <sup>3</sup> )	NOx (ug/m <sup>3</sup> )	PM-10 (ug/m <sup>3</sup> )	HCNM (ug/m <sup>3</sup> )
<b>Estación EP2:</b>						
Promedio Aritmético Anual <sup>(1)</sup>	0.67	7.08	4.98	13.13	71	31.92
Máximo anual	0.91	10.28	7.64	19.34	113	184.16
<b>Estación E7:</b>						
Promedio Aritmético Anual <sup>(1)</sup>	-	3.11	2.21	-	59.42	-
Máximo anual	-	6.11	3.45	-	89	-
<b>Estación E10:</b>						
Promedio Aritmético Anual <sup>(1)</sup>	-	3.5	2.48	-	43.25	-
Máximo anual	-	5.21	3.28	-	112	-
<b>D.S. N° 074-2001-PCM</b>	<b>10<sup>(4)</sup></b>	<b>80<sup>(3)</sup></b>	-	<b>100<sup>(3)</sup></b>	<b>80<sup>(2)</sup></b>	-
<b>D.S. N° 003-2008-MINAM</b>	-	<b>80<sup>(5)</sup></b>	<b>150<sup>(5)</sup></b>	-	-	-

(1) Promedio de los meses Enero a Diciembre 2012.

(2) Valor de tránsito anual.

(3) Referencia anual.

(4) Referencia 8 horas.

(5) Referencia 24 horas.

## **MEDICIONES METEOROLÓGICAS**

Las mediciones meteorológicas son importantes para dar a conocer las condiciones climáticas en las cuales se está operando en una refinería, debido a que existe gran variación de los parámetros climáticos que afectan las variables de operación de la refinería durante los periodos climáticos del año.

Las principales mediciones meteorológicas en la refinería están comprendidas por la temperatura ambiental, humedad relativa ambiental, dirección y velocidad de viento, radiación solar.

Actualmente la Refinería La Pampilla cuenta con una estación meteorológica destinada a medir y registrar regularmente dichas variables. Las coordenadas UTM del punto de ubicación de la estación meteorológica, la cual corresponde a la estación EP-2 es:

- Este: 268308 m
- Norte: 8682940 m

En el Cuadro N° A1.6 se incluyen los resultados de las mediciones meteorológicas promedios medidas durante el monitoreo de calidad del aire 2009. De los cuales se puede apreciar el promedio de la evolución horaria de las condiciones climáticas, de las cuales se presentó:

- Una temperatura ambiental promedio 2009 de 20°C, llegando a una máxima de 36°C.
- La Radiación solar promedio de 129.7 W/m<sup>2</sup> y llegando a una máxima de 1163 W/m<sup>2</sup>.
- Una Humedad Relativa promedio de 80.3% y llegando a una máxima de 96%.
- Con respecto a la velocidad del viento promedio de 6.4 km/h y una máxima de 24.1 km/h.

En la Figura N° A1.1 se muestra el gráfico de la Rosa de Viento la cual muestra la frecuencia de la dirección del viento en los siguientes rangos de velocidades:

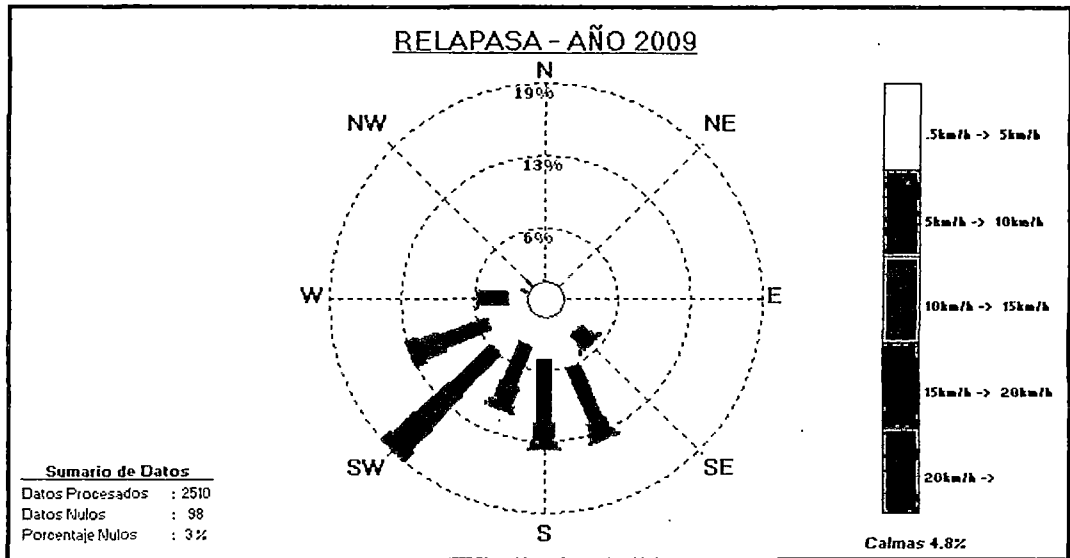
- 0.5 - 5: Velocidades de viento entre 0.5 y 5 km/h.
- - 10: Velocidades de viento entre 5 y 10 km/h.
- 10 - 15: Velocidades de viento entre 10 y 15 km/h.
- 15 - 20: Velocidades de viento entre 15 y 20 km/h.
- 20: Velocidades de viento mayor a 20 km/h.

La cual muestra las siguientes predominaciones de las velocidades:

- La dirección de viento predominante con velocidades de viento entre 0.5 y 5 km/h fue Sur (S) con una frecuencia de 6 %.
- La dirección de viento predominante con velocidades de viento entre 5 y 10 km/h fue Suroeste (SW) con una frecuencia de 6.2 %.
- La dirección de viento predominante con velocidades de viento entre 10 y 15 km/h fue Suroeste (SW) con una frecuencia de 5.3 %.
- La dirección de viento predominante con velocidades de viento entre 15 y 20 km/h fue Suroeste (SW) con una frecuencia de 2 %.
- En el 2009 predominó la dirección de viento Suroeste (SW) con frecuencia de 19.5% del total de registros.

Cuadro A1.6: Datos de estación Meteorológica – [5]

Hora	Temperatura Ambiental (°C)			Radiación Solar (W/m <sup>2</sup> )			Humedad Relativa (%)			Velocidad del Viento (km/h)		
	MIN 2009	PROM 2009	MAX 2009	MIN 2009	PROM 2009	MAX 2009	MIN 2009	PROM 2009	MAX 2009	MIN 2009	PROM 2009	MAX 2009
00:00	15.3	19.1	25.4	0.0	0.0	0.0	63.00	83.61	93.00	0.00	3.73	12.90
01:00	15.1	18.9	25.0	0.0	0.0	0.0	61.00	84.47	93.00	0.00	3.62	14.50
02:00	14.8	18.7	24.2	0.0	0.0	0.0	61.00	85.24	93.00	0.00	3.68	11.30
03:00	14.6	18.5	23.8	0.0	0.0	0.0	61.00	86.05	95.00	0.00	3.26	11.30
04:00	14.6	18.4	23.7	0.0	0.0	0.0	61.00	86.35	96.00	0.00	3.41	17.70
05:00	14.4	18.4	25.2	0.0	0.0	0.0	62.00	86.61	96.00	0.00	3.47	16.10
06:00	14.5	18.4	25.2	0.0	1.8	53.0	62.00	86.73	96.00	0.00	3.11	17.70
07:00	14.5	18.7	29.8	0.0	21.1	179.0	52.00	85.75	96.00	0.00	2.98	19.30
08:00	14.9	19.4	30.8	0.0	75.6	324.0	48.00	83.90	96.00	0.00	3.64	19.30
09:00	15.1	20.1	31.2	0.0	154.2	579.0	46.00	81.29	95.00	0.00	5.26	20.90
10:00	15.1	20.7	31.6	0.0	244.2	724.0	49.00	78.73	94.00	1.60	7.21	24.10
11:00	15.3	21.3	31.7	0.0	350.1	975.0	46.00	75.79	94.00	1.60	8.54	24.10
12:00	15.4	21.7	31.6	0.0	432.0	1163.0	49.00	74.15	92.00	0.00	9.24	22.50
13:00	15.3	22.1	31.1	0.0	487.2	1080.0	47.00	72.43	91.00	0.00	9.93	24.10
14:00	15.3	22.4	34.8	0.0	453.4	975.0	48.00	71.76	92.00	0.00	11.25	24.10
15:00	15.6	22.3	36.0	0.0	389.0	1163.0	42.00	71.52	92.00	0.00	11.22	24.10
16:00	16.3	21.8	31.3	0.0	287.4	1080.0	48.00	73.14	91.00	0.00	11.38	22.50
17:00	16.0	21.1	28.2	0.0	157.1	698.0	52.00	75.27	92.00	0.00	10.98	24.10
18:00	15.9	20.4	27.7	0.0	55.5	498.0	54.00	77.57	93.00	1.60	9.66	20.90
19:00	15.7	19.9	26.7	0.0	4.7	58.0	57.00	79.63	93.00	0.00	8.02	19.30
20:00	15.6	19.6	26.1	0.0	0.0	2.0	62.00	80.90	94.00	1.60	6.82	22.50
21:00	15.6	19.5	25.4	0.0	0.0	0.0	64.00	81.55	93.00	0.00	5.42	19.30
22:00	15.7	19.4	25.5	0.0	0.0	0.0	62.00	82.33	96.00	0.00	4.44	14.50
23:00	15.4	19.2	25.0	0.0	0.0	0.0	63.00	82.99	96.00	0.00	4.14	11.30
<b>General</b>	<b>14.4</b>	<b>20.0</b>	<b>36.0</b>	<b>0.0</b>	<b>129.7</b>	<b>1163.0</b>	<b>42.0</b>	<b>80.3</b>	<b>96.0</b>	<b>0.0</b>	<b>6.4</b>	<b>24.1</b>



**Figura A1.1: Gráfico de Rosa de Viento – [5]**

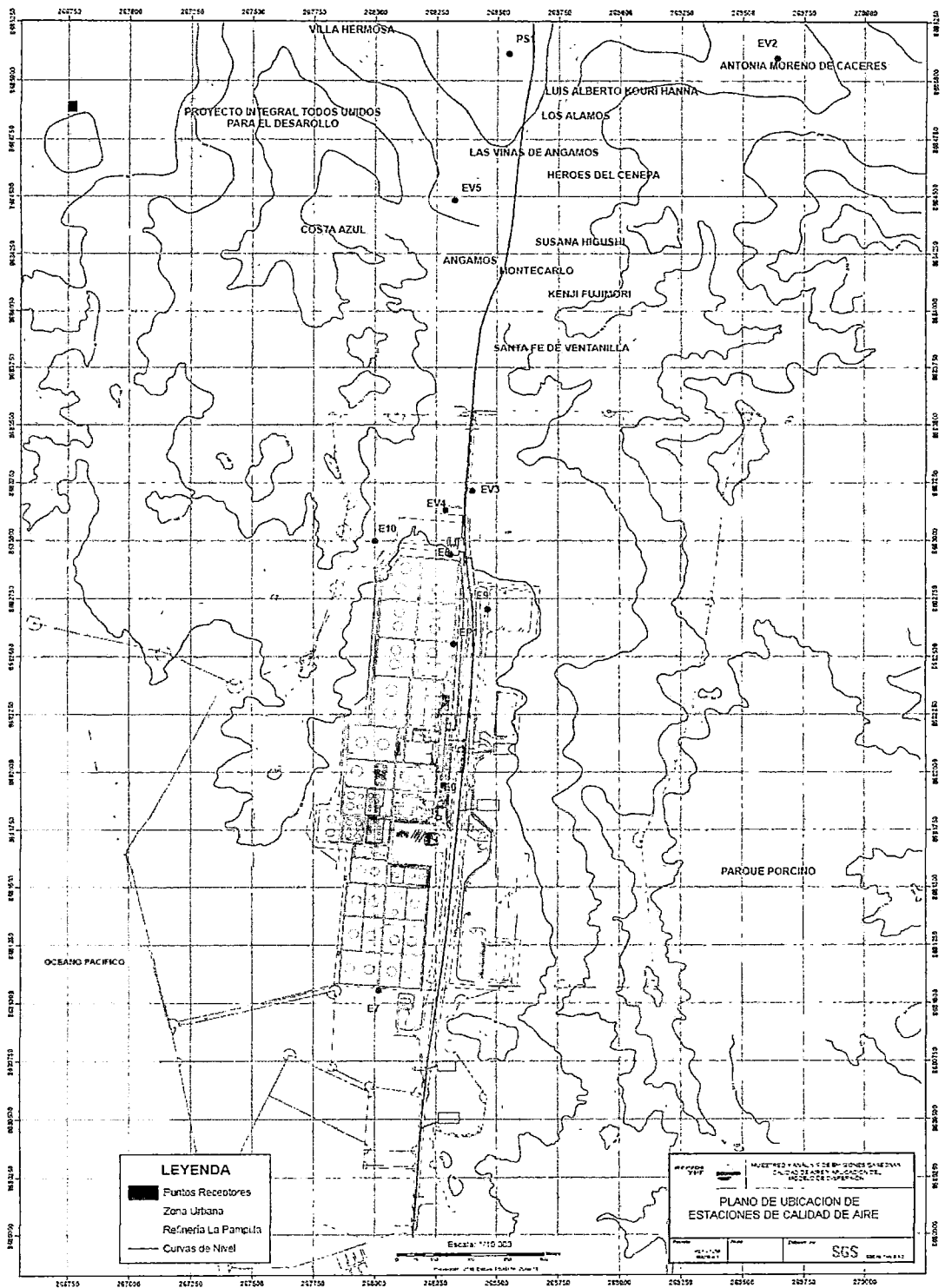


Figura A1.2: Planos de Ubicación de Estaciones de Calidad del Aire [5]

## ANEXO 2 VERTIMIENTOS LÍQUIDOS

En las operaciones de una refinería se presentan vertidos líquidos de distintas características, dependiendo del tipo de proceso realizado, pueden ser emisiones directas o indirectas de sustancias que pueden contaminar las aguas; esto es, modificar sus características iniciales de forma que se alteren sus posibles usos posteriores o su función ecológica.

La importancia de realizar monitoreos a los efluentes o vertimientos líquidos radica en controlar los parámetros establecidos según norma, dado que estos vertimientos presentan diversas sustancias las cuales pueden ocasionar efectos negativos como:

- Disminución de la cantidad de oxígeno presente en el agua, dificultando o impidiendo la vida de vegetales y animales acuáticos.
- Alteración de la presencia de nutrientes en el agua como el fósforo, el nitrógeno y sus compuestos facilitan la proliferación de algas y otros vegetales acuáticos, produciendo el fenómeno conocido como eutrofización.
- Alteración de las condiciones físico-químicas del agua: temperatura, acidez, turbulencia, lo que degrada la calidad de las aguas dificultando la supervivencia organismos vivos e impidiendo su aprovechamiento en otros usos.

A continuación presentaremos los monitoreos realizados en el 2009 por la firma CERPER a los efluentes líquidos de la refinería La Pampilla.

El Cuadro A2.1 muestra los puntos de monitoreo de vertimiento al mar y del mismo cuerpo receptor, con sus respectivas coordenadas UTM que se han tomado como referencia para realizar los muestreos durante el 2009.

En el Cuadro A2.2 se incluyen los promedios anuales de los parámetros analizados en el efluente líquido vertido al mar (orilla de playa), los que son comparados con los LMP (límites máximos permisibles).

Los límites máximos permisibles (LMP) establecidos por el D.S. N° 037-2008-PCM: Límites máximos permisibles de efluentes líquidos para el subsector hidrocarburos, vigente desde noviembre de 2009. Se puede establecer que el vertimiento aceitoso cumple con los LMP en la mayoría de los parámetros



controlados para efluentes vertidos al mar, excepto los parámetros Fenoles, DBO (Demanda Bioquímica de Oxígeno) y DQO (Demanda Química de Oxígeno), cuyos valores sobrepasan el LMP.

**Cuadro A2.1: Puntos de monitoreo de vertimiento al mar y cuerpo receptor– [5]**

Puntos de monitoreos	Coordenada UTM	
	Norte	Este
Vertimiento al mar en orilla de playa	8680900	267100
Agua de mar 100 m al Sur del punto de vertimiento	8680391	266359
Agua de mar 100 m al Norte del punto de vertimiento	8680591	266359
Agua de Mar 100 m al Este del punto de vertimiento	8680491	266459
Agua de Mar 100 m al Oeste del punto de vertimiento	8680491	266259
Agua de mar 200 m Norte punto de vertimiento	8680691	266359
Agua de mar 200 m Sur punto de vertimiento	8680291	266359
Agua de mar Blanco 1 km Oeste punto de vertimiento	8680691	265359

En el Cuadro A2.3 se incluyen los promedios anuales de los análisis del agua de mar en los diferentes puntos del Cuadro A2.1, los que son comparados con el Estándar de Calidad Ambiental para Agua establecido por el D.S. N° 002-2008-MINAM. Comparando los resultados con los ECA podemos decir lo siguiente:

El punto en blanco (Punto 7) muestra que el agua de mar ya contiene ciertos contaminantes como el Cromo<sup>+6</sup>, Mercurio, Plomo, Coliformes totales, que ya sobrepasan el ECA. El Punto 2 que representa el agua de mar incluyendo el aporte de la refinería muestra un incremento en lo referente a Coliformes Totales con respecto al Punto 7, siendo superior al ECA. El Punto 5 (más alejado que el Punto 2 al Norte) muestra que los parámetros como Cromo<sup>+6</sup>, Plomo y Coliformes totales, superan el ECA, pero sus valores son similares al Punto 7, por lo que se puede afirmar que la contribución de la refinería no es notable en dichos parámetros.

**Cuadro A2. 2: Promedios anuales de los parámetros analizados en los vertimientos líquidos de Refinería La Pampilla-[5]**

PUNTO	PARAMETRO																				
	Temp (°C)	pH	Cloruros (mg/l)	Aceites y grasas (mg/l)	TPH (mg/l)	Fenoles (mg/l)	Sulfuros (mg/l)	Arsénico (mg/l)	Bario (mg/l)	Cadmio (mg/l)	Cromo (mg/l)	Cromo Hexaval (mg/l)	Fosforo Total (mg/l)	Mercurio (mg/l)	Nitrog. Amoniacal (mg/l)	Plomo (mg/l)	DBO (mg/l)	DQO (mg/l)	Cloro Resid. (mg/l)	Colif. Fecales (NMP/100 ml)	Colif. Totales (NMP/100 ml)
A	34,68	7,72	1360,7	19,15	8,2	20,90	0,0548	0,0035	0,834	0,001	0,0048	0,06	0,604	0,0004	20,173	0,0141	143,7	435,9	0,05	57,8	286,2
LMP <sup>(1)</sup>	<3 increm	06-sep	-	20	20	0.5	1	0.2	5	0.1	0.5	0.1	2	0.02	40	0.1	50	250	0.2	<400	<1000

(1) Según el D.S. N° 037-2008-PCM: Límites máximos permisibles de efluentes líquidos para el subsector hidrocarburos (vigente desde Noviembre de 2009)

Punto A: Vertimiento único en la orilla de la playa

**Cuadro A2. 3: Resultado promedio de análisis del agua de mar de la Refinería La Pampilla 2009 [5]**

Parámetro																					
Temp (°C)	pH	Cloruros (mg/l)	Aceites y grasas (mg/l)	TPH (mg/l)	Fenoles (mg/l)	Sulfuros (mg/l)	Arsénico (mg/l)	Bario (mg/l)	Cadmio (mg/l)	Cromo (mg/l)	Cromo Hexaval. (mg/l)	Fósforo Total (mg/l)	Mercurio (mg/l)	Nitrógeno Amoniacal (mg/l)	Plomo (mg/l)	DBO (mg/l)	DQO (mg/l)	Cloro Resid. (mg/l)	Colif. Fecales (NMP/100 ml)	Colif. Totales (NMP/100 ml)	
16,92	7,77	-	0,50	0,5	0,01	0,0088	-	0,120	0,001	0,0158	0,04	0,188	0,0002	0,260	0,0082	2,0	-	-	41302,3	316965,0	
17,15	7,87	-	0,50	0,5	0,01	0,0065	-	0,044	0,001	0,0118	0,04	0,194	0,0002	0,262	0,0104	2,0	-	-	30669,5	58305,7	
17,17	7,82	-	0,50	0,5	0,01	0,0067	-	0,054	0,001	0,0144	0,04	0,193	0,0002	0,209	0,0086	2,0	-	-	7435,7	25821,7	
17,15	7,77	-	0,50	0,5	0,01	0,0060	-	0,054	0,001	0,0142	0,04	0,191	0,0002	0,202	0,0085	2,0	-	-	27551,8	30751,8	
17,63	7,67	-	0,50	0,5	0,01	0,0039	-	0,050	0,002	0,0148	0,08	0,175	0,0002	0,294	0,0213	2,0	-	-	573,8	4716,2	
17,30	7,78	-	0,50	0,5	0,01	0,0048	-	0,050	0,002	0,0146	0,08	0,142	0,0002	0,409	0,0213	2,0	-	-	3377,7	5836,7	
17,72	7,68	-	0,50	0,5	0,01	0,0038	-	0,050	0,002	0,0152	0,08	0,144	0,0002	0,106	0,0213	2,0	-	-	2203,0	5349,7	
18,15	7,57	-	0,50	0,5	0,01	0,0048	-	0,050	0,002	0,0148	0,08	0,264	0,0002	0,335	0,0213	2,0	-	-	3789,7	4649,8	
18,73	7,60	-	0,50	0,5	0,01	0,0045	-	0,050	0,002	0,0156	0,08	0,273	0,0002	0,540	0,0213	2,0	-	-	1106,5	2738,2	
-	6,8-8,5	-	1	Ausente	-	-	0,06	-	0,005	-	0,05	-	0,0001	-	0,0081	10	-	-	-	<30	

(\*) Según el D.S. N°002-2008-MINAM : Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua (Categoría 4: conservación del ambiente acuático – ecosistemas marinos costeros / marinos)

### **ANEXO 3 PASIVOS AMBIENTALES**

En la actualidad existe una percepción negativa pública con respecto a actividades petroleras, ello se debe por un lado a los impactos y riesgos ambientales asociados tanto a los pasivos ambientales como a operaciones activas; así como también a los impactos sociales.

#### **INTRODUCCION AL CASO REFINERIA LA PAMPILLA**

Actualmente existe un importante desarrollo de la consciencia pública y privada para abarcar la problemática de los pasivos ambientales generados por actividades de Refinación en el Perú. En el presente caso se analiza la situación y la gestión de los pasivos ambientales de la Refinería La Pampilla, siendo esta pionera en su gestión.

La Remediación de los Pasivos Ambientales de Refinería La Pampilla marca un hito muy importante en la industria petrolera en el país. Por primera vez se emprende un proyecto ambiental de esa naturaleza sin existir experiencia previa. El proyecto incluido en el PAMA requirió de un Estudio Ambiental efectuado por una consultora internacional y a la fecha la inversión alcanza los 18 MM\$, aplicándose la mejor tecnología disponible, económica y ambientalmente viable.

Los resultados y experiencia del desarrollo de este proyecto que no puede ser valorizado desde la perspectiva de la economía tradicional, ha significado un gran esfuerzo y despliegue técnico de todo el personal involucrado y ahora que está por concluir exitosamente sirve de base para otros similares que se viene desarrollando en el país.

#### **ANTECEDENTES**

En 01.08.96, a raíz de la Compraventa de Acciones de Refinería La Pampilla, Petroperú S.A. y La Pampilla, acordaron llevar a cabo un " Estudio Ambiental de Refinería La Pampilla y su Planta de Ventas" para definir las responsabilidades y la metodología de remediación del saneamiento de los Pasivos Ambientales.

El Estudio fue preparado por la empresa española Enviroment, Transport

and Planning (ET&P) y presentado a la DGH. Con Oficios N° 4790-98-DGH/EM del 26.11.98, dirigido a Petroperú S.A. y N° 4871-98-EM/DGH del 01.12.98, dirigido a La Pampilla, la DGH aprobó el Estudio Ambiental de Refinería La Pampilla S.A.A., con fecha 01.08.01 el Consorcio Hazco Sagitario, ganador de la Buena Pro del Concurso de Contratación del Servicio, inicia actividades del Proyecto de Remediación Ambiental. El responsable económico del proyecto es Petroperú y el responsable ante las autoridades es Refinería La Pampilla S.A.A.

### **ALCANCE DE PROYECTO DE REMEDIACION**

El Proyecto tiene un plazo de ejecución de 10 años y consta de 5 Sub Proyectos:

- SP1 - Recuperación de Producto Sobrenadante de Napa Freática en Área Industrial.
- SP2 - Recuperación de Producto Sobrenadante de Napa Freática en Zona de Playa.
- SP3 - Confinamiento Seguro en Lote A5 de material altamente contaminado.
- SP4 - Tratamiento biológico de tierras contaminadas.
- SP5 - Retiro de residuos de Zona de Playa.

La responsabilidad del proyecto estaba dividida en:

- Económico financiero: PETROPERU
- Ejecución ante la autoridad: RELAPASA

Monto ascendido a: 15,7 MMUS\$

Contratista encargado: Consorcio HAZCO-SAGITARIO.

### **RETOS Y COMPLEJIDADES**

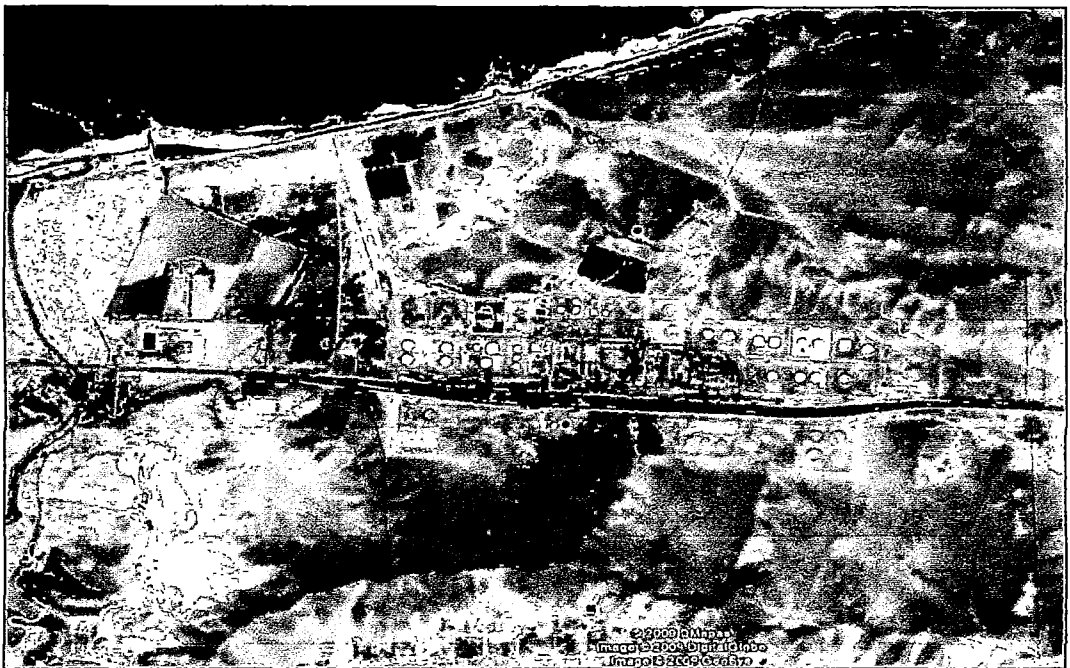
Una mínima experiencia el país sobre actividades relativas al Saneamiento Ambiental tanto en materia de legislación como en fiscalización; así como también de los diversos actores involucrados en el Proyecto es una debilidad que se tuvo que afrontar de la mejor manera, se tuvo que aprender mucho en el camino y todas las partes se beneficiaron con la transferencia tecnológica y conocimiento.

La demora entre el término del Estudio y el inicio de la operación, así

como la precisión de las evaluaciones hacen cambiar los escenarios y procedimientos, con lo cual al incrementarse los costos la administración anterior es muy severa en sus auditorías. Conforme avanzan los trabajos y los costos se incrementan surgen diferencias técnicas y de seguridad, por cuanto la Refinería no puede paralizar su producción. Los trabajos deben realizarse con las instalaciones en operación y los riesgos que esto conlleva.

### **DESARROLLO DEL CADO DE LA REFINERIA LA PAMPILLA ZONAS A REMEDIAR**

Las zonas a remediar están presentadas en la Figura A3.1, las cuales fueron sugeridas según estudio ambiental realizado por ET&P.



**Figura A3.1: Vista aérea de zonas a remediar – Refinería La Pampilla S.A.A.**

### **ACTIVIDADES DE LOS SUB PROYECTOS**

#### **SP 1: Recuperación de Producto de Napa Freática en Área Industrial:**

Alcance:

- Existe un inventario total de 66000 barriles de Hidrocarburo según Estudio Ambiental. Se tiene por objetivo recuperar 32800 barriles

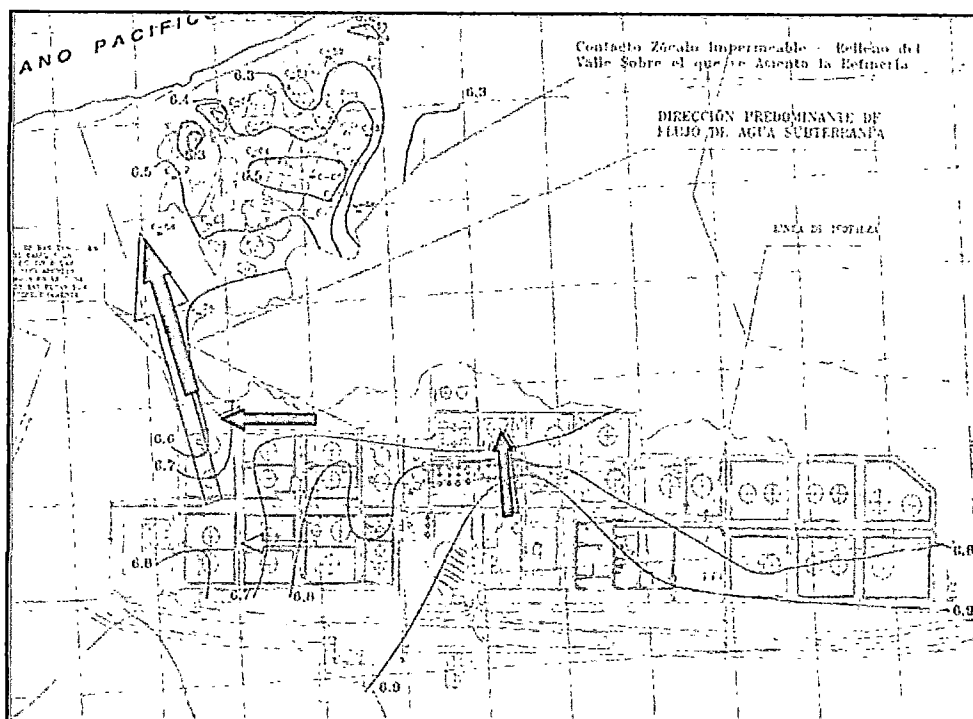
- El espesor final de hidrocarburo remanente en la napa freática será de 1 cm.
- No se realizarán acciones de remediación del agua subterránea habida cuenta que en las condiciones imperantes se encuentra prácticamente confinada. No existe riesgos de contaminación de aguas para consumo.

A continuación se presentan las etapas del sub proyecto:



**Figura A3.2: Etapas de subproyectos – Refinería La Pampilla S.A.A.**

Es por ello que se inició con un estudio del desplazamiento del producto en la napa freática con el fin de conocer el desplazamiento natural de los elementos bajo la influencia de las corrientes de agua que normalmente circulan por el perfil del suelo. En la Figura A3.3 se resume el desplazamiento del producto en el área industrial.



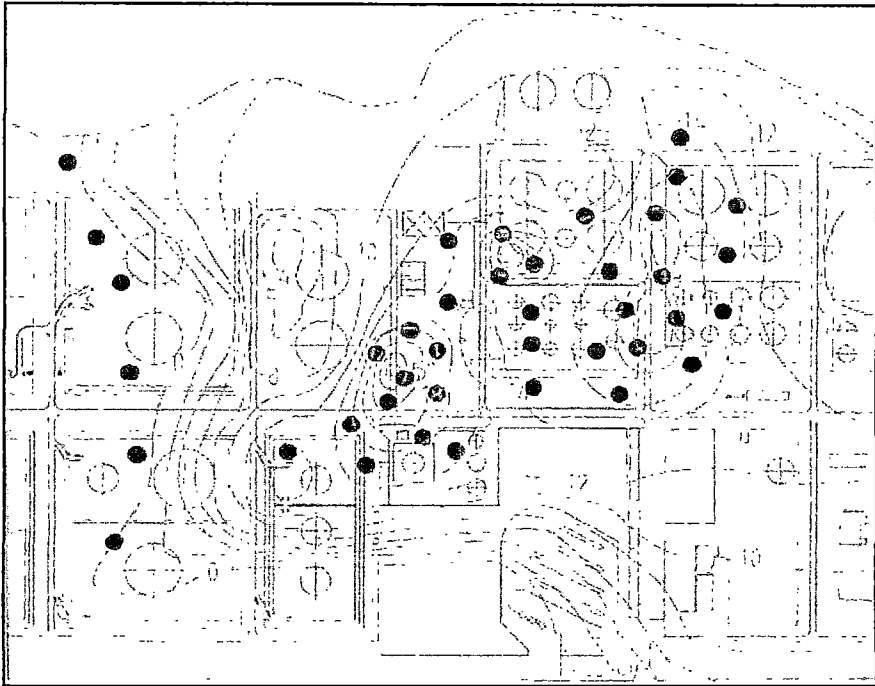
**Figura A3.3: Desplazamiento de producto en la napa freática - área industrial - Refinería La Pampilla S.A.A.**

Una vez que se determinó el desplazamiento del producto, se realizó la ubicación estratégica de los pozos en el área industrial, los cuales fueron propuestos por la compañía Cía. ET&P como se muestra en la Figura A3.4.

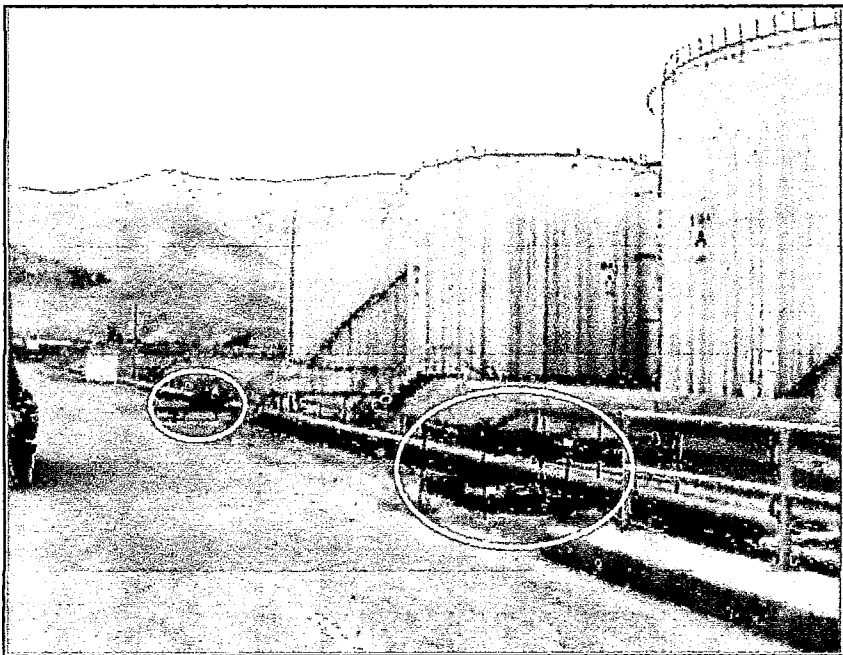
Los pozos son instalados según las recomendaciones hechas por Cía. ET&P, siendo ubicados en zonas estratégicas del área industrial con el fin de no interrumpir las actividades principales de la Refinería La Pampilla.

La recuperación se realiza mediante un sistema de captación con skimmer, los cuales separan el hidrocarburo y es enviado al tanque de almacenamiento construido especialmente para este trabajo.

El skimmer es una bomba de recuperación de hidrocarburo sobrenadante de Napa Freática. A continuación presentamos las evaluaciones de espesores de los productos de los pozos instalados en el área de la refinería, donde se puede demostrar una considerable reducción de los espesores a lo largo del tiempo de remediación de los trabajos realizados.

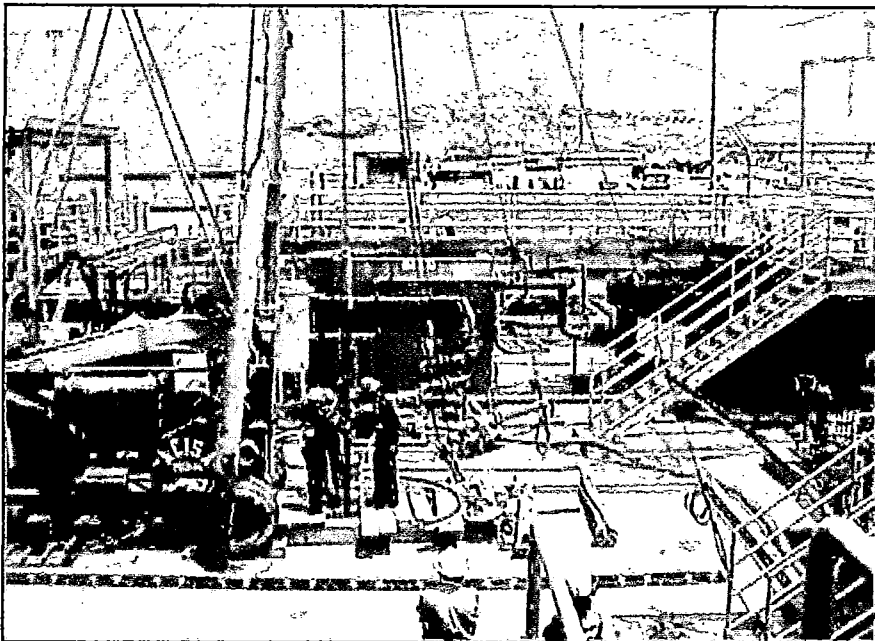


**Figura A3.4: Ubicación teórica de pozos de extracción propuesto por Cía.  
ET&P – Refinería La Pampilla S.A.A.**

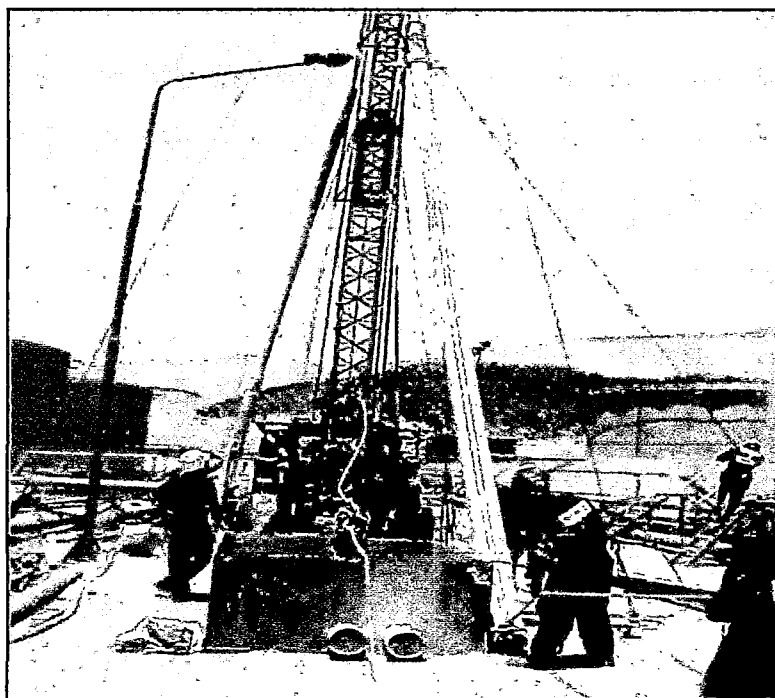


**Figura A3.5: Ubicación de pozos en la zona industrial –  
Refinería La Pampilla S.A.A.**

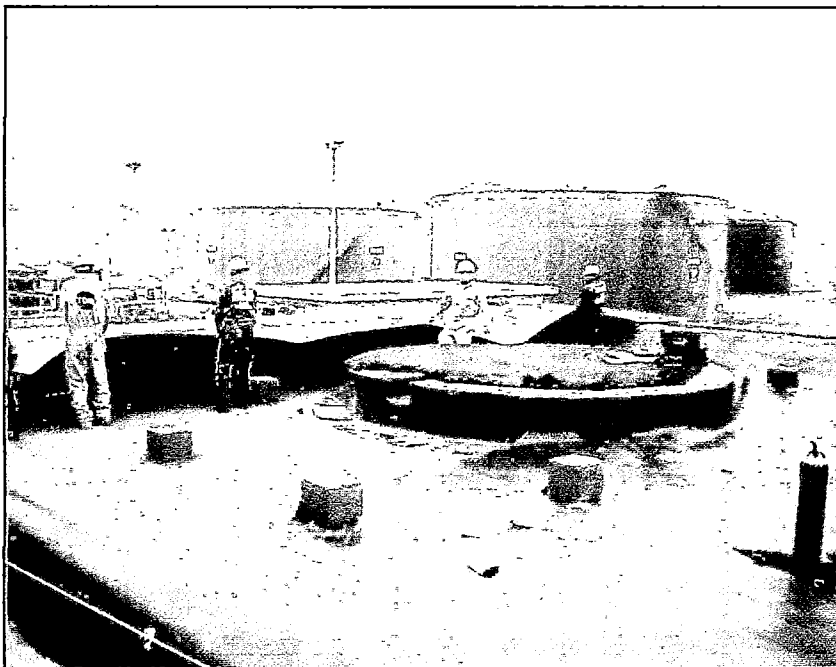




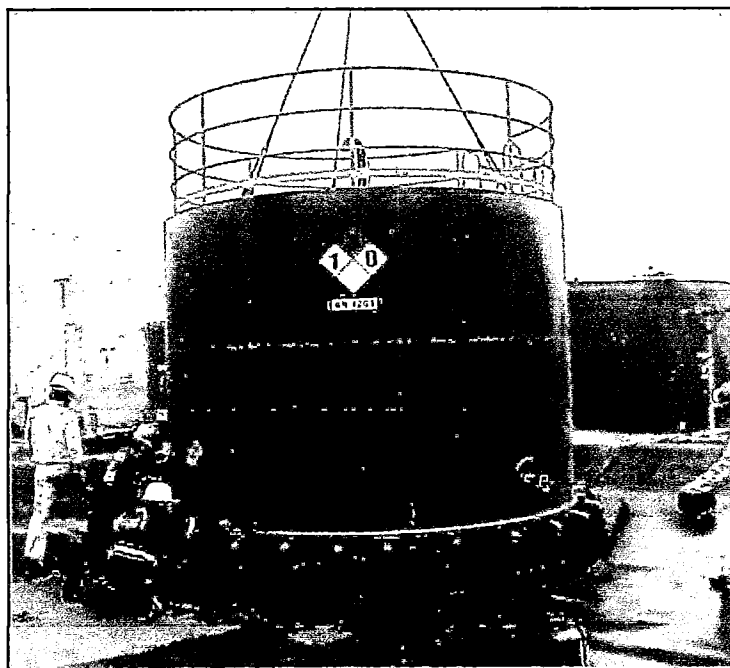
**Figura A3.6: Perforación en patio de tanques – Refinería La Pampilla S.A.A.**



**Figura A3.7: Perforación de planta de efluentes – Refinería La Pampilla S.A.A.**



**Figura A3.8: Construcción de tanque de almacenamiento de producto sobrenadante de Napa Freática – Refinería La Pampilla S.A.A.**



**Figura A3.9: Instalación de tanque de almacenamiento de producto sobrenadante de Napa Freática – Refinería La Pampilla S.A.A.**

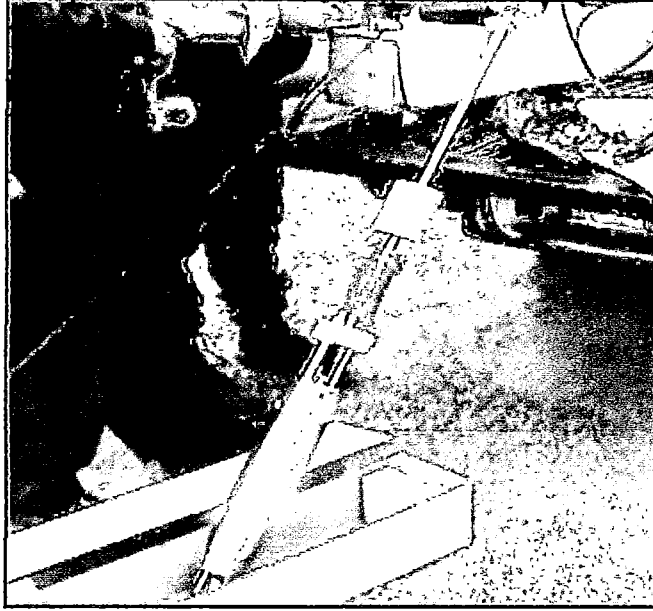


Figura A3.10: Skimmer – Refinería La Pampilla S.A.A.

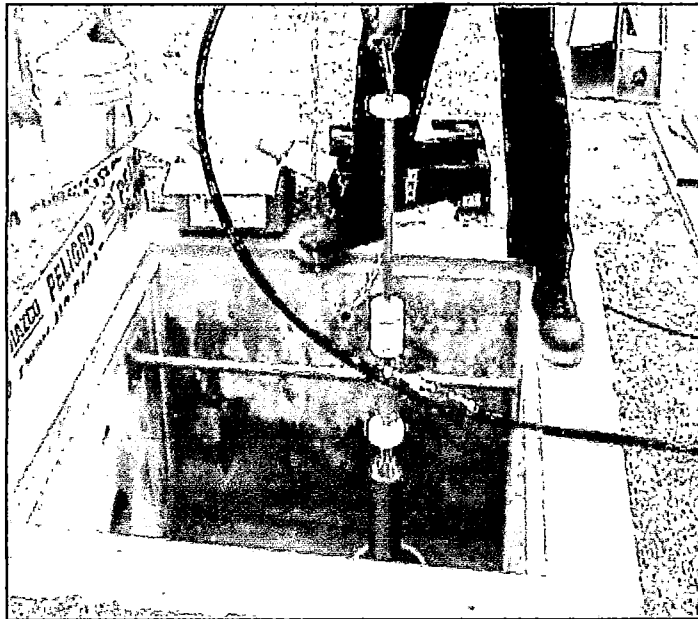
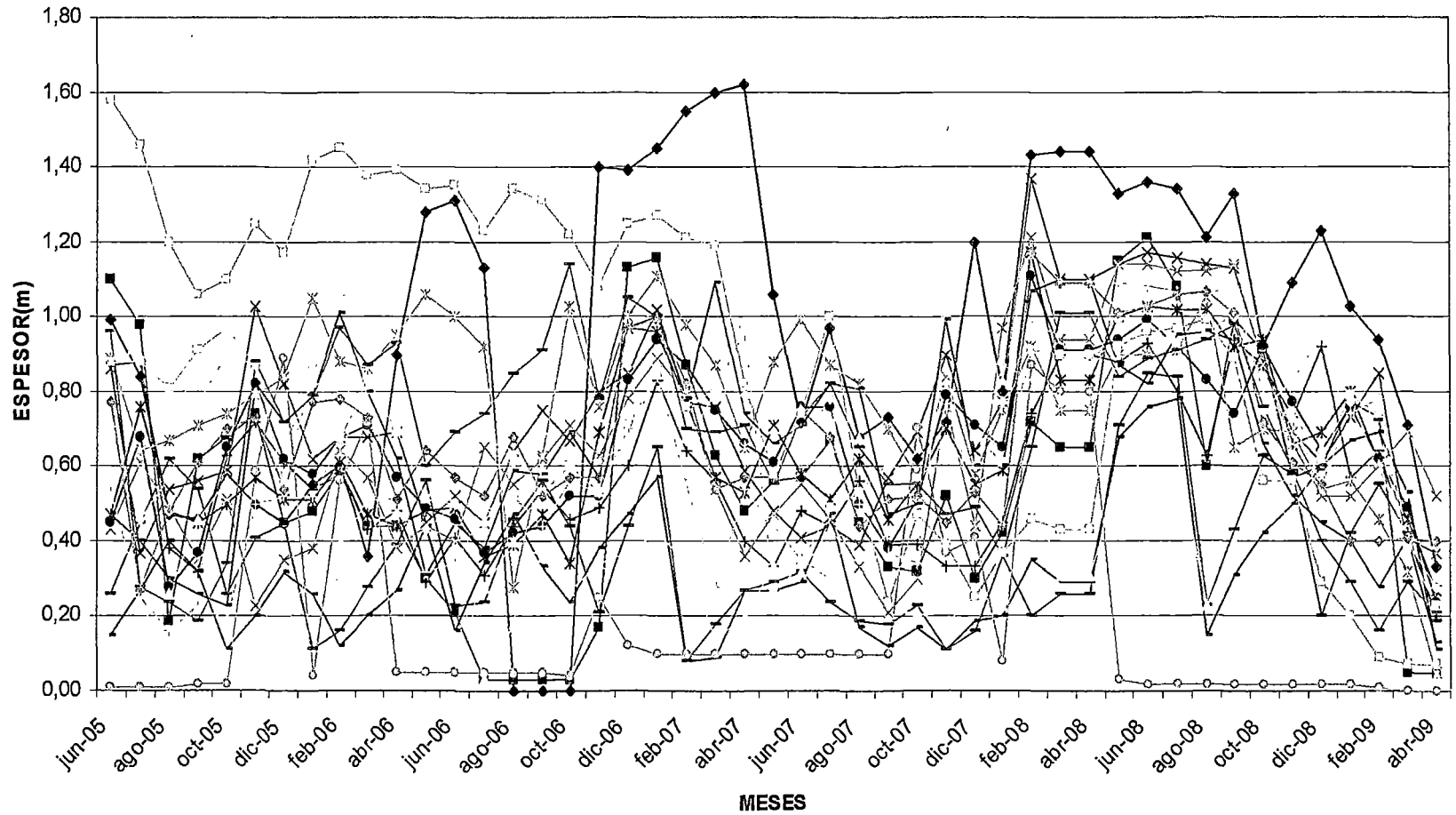


Figura A3.11: Operaciones de los Skimmers – Refinería La Pampilla S.A.A.

Gráfica A3.1: Evolución de Espesores de Hidrocarburos en Pozos – Refinería La Pampilla S.A.A.



#### Situación Actual:

- Se ha recuperado 176% del volumen estimado de hidrocarburo determinado en el Estudio Ambiental (EA) por la empresa Environment, Transport and Planning (ET&P), sin embargo, no se ha alcanzado 1 cm de espesor en la capa sobrenadante de hidrocarburo, que es una exigencia del estudio ambiental para ser entregado el SP a la autoridad.
- La empresa PETROPERU, con fecha 6 de julio 2009, ha solicitado dar por concluido los trabajos argumentando que ya han cumplido con los volúmenes recuperados comprometidos e indica que tiene duda de que sea responsable de los volúmenes adicionales extraídos.
- La Refinería La Pampilla considera que el volumen estimado originalmente por ET&P no fue calculado apropiadamente y que cometió un error de cálculo por defecto.
- El anterior operador PETROPERU, ha presentado un reclamo por mayor recuperación de hidrocarburo y requiere contratación de Perito Internacional para revisar responsabilidades.

#### **SP 2: Recuperación de Producto de Napa Freática en Zona Playa**

##### Alcance:

- Se ha recuperado 216 % del volumen estimado en el Estudio Ambiental. PETROPERU presentó reclamo similar al SP 1.
- Se intervendrá el 100% del volumen inventariado de hidrocarburo sobrenadante de la napa freática. El volumen inventariado es de 2760 barriles.
- El espesor remanente de hidrocarburo en la napa freática será de 1 cm.
- No se realizarán acciones de remediación del agua subterránea, habida cuenta que en las condiciones imperantes se encuentra prácticamente confinada y que no hay oportunidades de exposición.
- En el caso de los Sub Proyectos N° 1 y 2, se tienen dos objetivos por subproyecto; además de alcanzar el volumen, se debe lograr un máximo espesor de 1 cm de hidrocarburo sobrenadante en la napa freática. Este segundo objetivo, en ambos casos aún no se ha alcanzado.

A continuación se presentan las etapas del subproyecto:

Los trabajos de instalación de pozos, se realizó con la misma metodología presentada en el subproyecto 1.



Figura A3.12: Etapas del Subproyecto 2 – Refinería La Pampilla S.A.A.

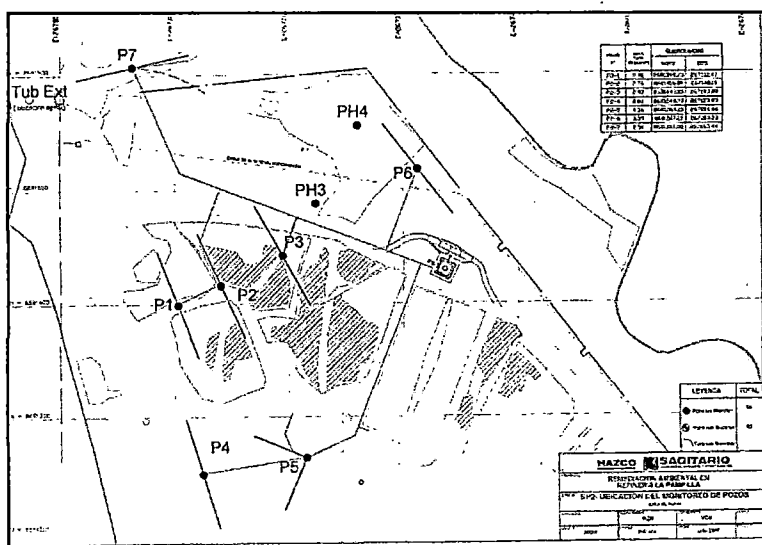
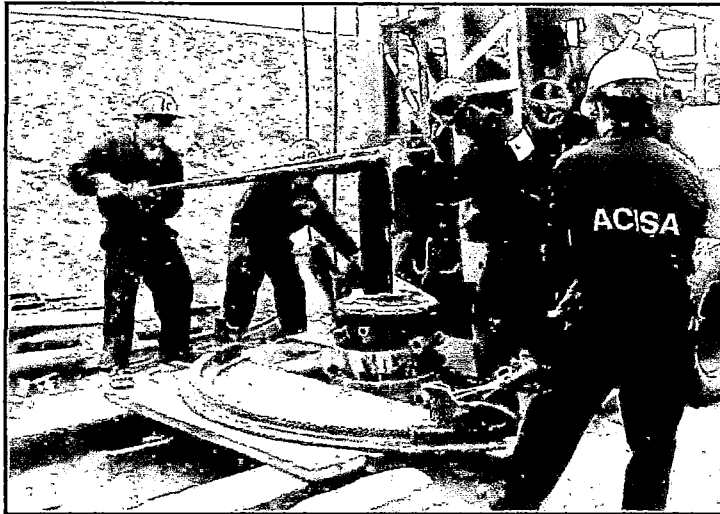


Figura A3.13: Ubicación de pozos de recuperación en zona playa – Refinería La Pampilla S.A.A.

**Situación actual:**

Se ha recuperado 216% del volumen estimado en el Estudio Ambiental. PETROPERU presentó un reclamo similar al subproyecto 1.



**Figura A3.14: Perforación en zona Cerros – Refinería La Pampilla S.A.A.**

### **SP3: Confinamiento seguro de tierras contaminadas con Hidrocarburos**

Alcance:

- Originalmente establecía la incineración del hidrocarburo, sin embargo la temperatura de llama requerida resultaba muy alta haciendo inviable su desarrollo.
- OSINERGMIN aceptó el proyecto alternativo de confinamiento seguro propuesto por RELAPA y PETROPERU.
- Confinamiento seguro cumple normativa canadiense y normativa peruana.
- Aproximadamente 80000 m<sup>3</sup> de tierras contaminadas se destinan a confinamiento seguro.

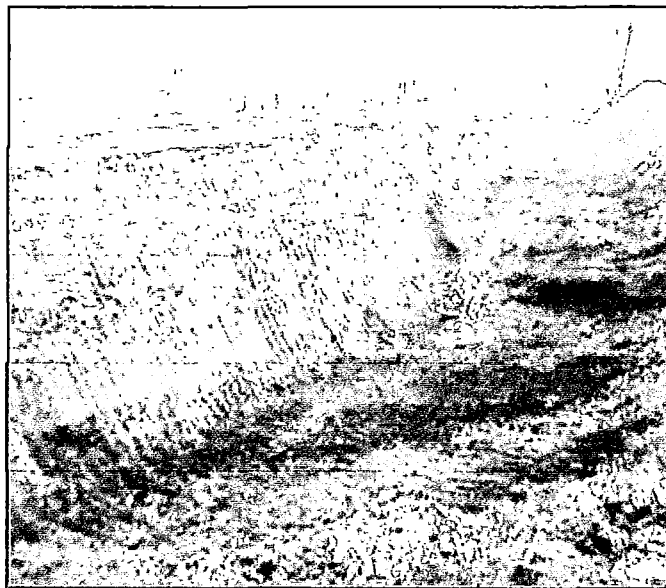
A continuación se presentan las etapas del subproyecto:



**Figura N° A3.15 Etapas del Subproyecto 3 – Refinería La Pampilla S.A.A.**

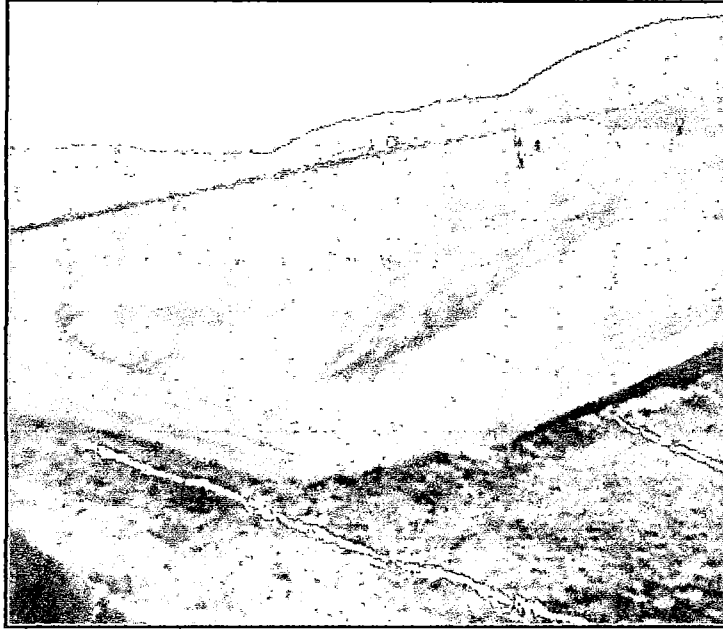


**Figura A3.16: Retiro de Tierras Contaminadas – Refinería La Pampilla S.A.A.**

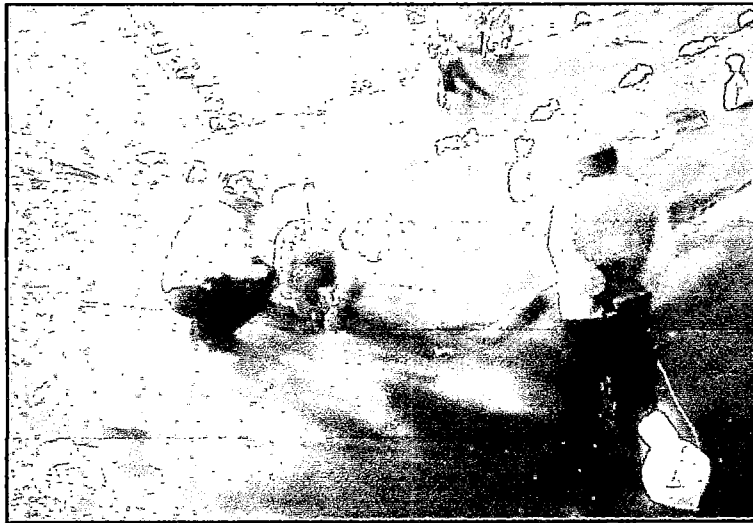


**Figura A3.17: Excavación al sur oeste de Avenida B – Refinería La Pampilla S.A.A.**





**Figura A3.18: Preparación en vaso de confinamiento – Refinería La Pampilla S.A.A.**



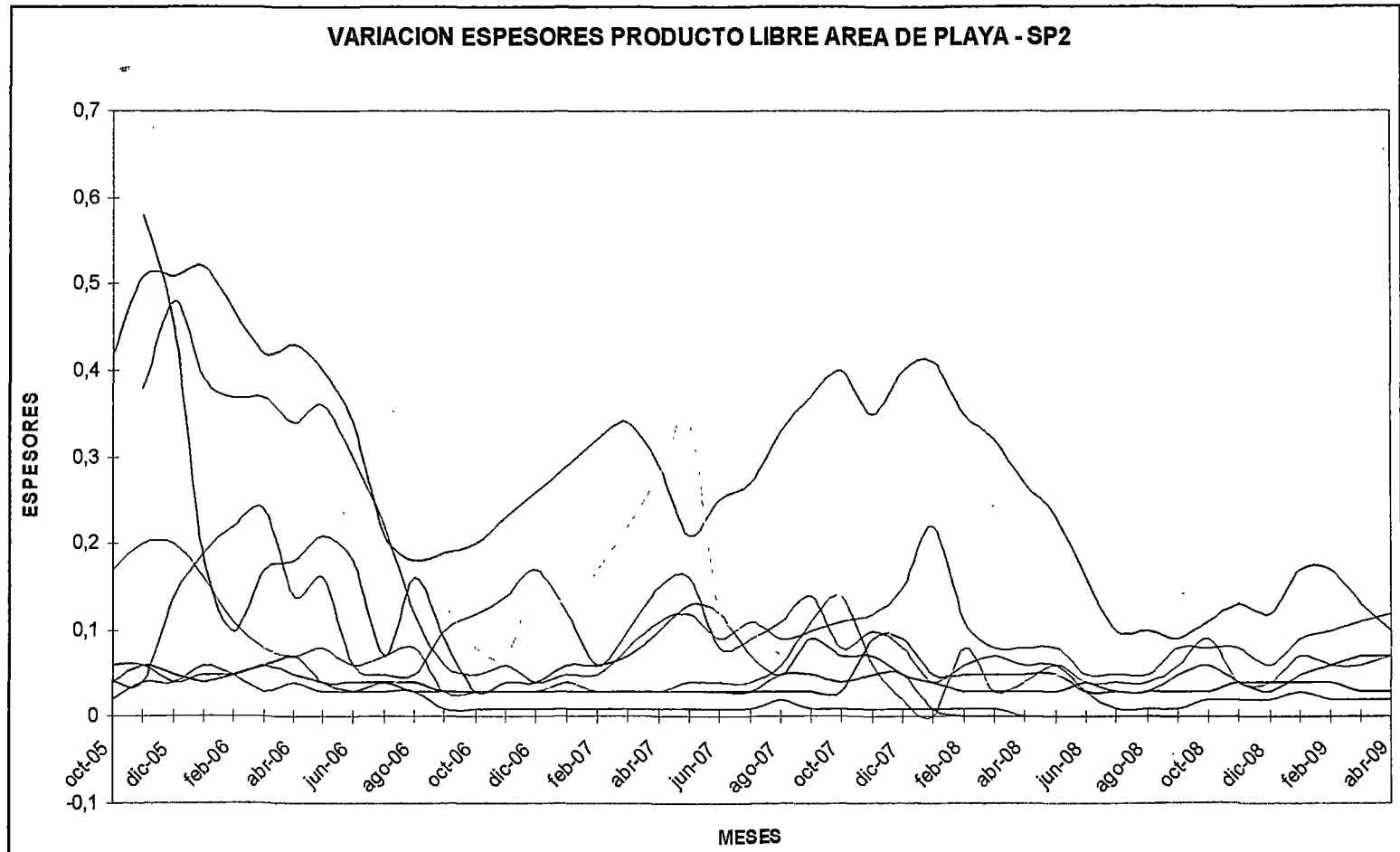
**Figura A3.19: Tendido de capas impermeables – Refinería La Pampilla S.A.A.**

En el Cuadro A3.1 Se presenta el resumen de la situación actual de cada subproyecto llevado en la Refinería La Pampilla S.A.A.

**Cuadro A3.1: Resumen de situación actual de Subproyectos – Refinería La Pampilla S.A.A. avance al junio de 2009.**

Subproyecto	Unidades	Acumulado	Objetivo	Avance %
1. Recuperac. Hidroc. Area Indust.	M3	9,171	5,214	176
2. Recuperac. Hidroc. Z. Playa	M3	663	307	216
3. Confinamiento Seguro	M3	80,000	80,000	100
4. Tratam. Biológico Tierras	M3	515,454	511,583	101
5. Retiro Residuos Z. Playa	M3	10,037	10,037	Culminado
Valorización Económica	MMUS\$	18.0	15.7	115

Gráfica A3.2: Evolución de Espesores de Hidrocarburos en Pozos – Refinería La Pampilla S.A.A.



## ANEXO 4 GENERACION DE RESIDUOS

Son residuos aquellas sustancias, productos o subproductos en estado sólido o semisólido de los que su generador o poseedor dispone o está obligado a disponer, de acuerdo a lo establecido en la normatividad nacional o en virtud a los riesgos que causan a la salud y el ambiente.

Actualmente los residuos sólidos está contemplada en La Ley General de Residuos Sólidos - Ley N° 27314, modificada por Decreto Legislativo N° 1065, de fecha 28 de junio de 2008 - y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM, norman la gestión y manejo de los residuos sólidos, sanitarios y ambientales adecuados, conforme a los principios del derecho ambiental. Estas normas establecen que los residuos sólidos se clasifican en residuos de origen doméstico, comercial o con características similares a éstos que son de responsabilidad de los gobiernos locales, y los demás residuos de ámbito no municipal, como industriales, de construcción, entre otros que son de responsabilidad del generador durante todo el ciclo de vida de los residuos, es decir, desde su generación, recojo, transporte, tratamiento, segregación o separación para manejo especial y disposición final.

Los residuos sólidos del ámbito no municipal se clasifican en peligrosos y no peligrosos, estos últimos tienen un tratamiento especial. Del mismo modo, los envases que han sido utilizados para el almacenamiento o comercialización de sustancias o productos peligrosos y los productos usados o vencidos que puedan causar daños a la salud o al ambiente son considerados residuos peligrosos y deben ser manejados como tales, salvo que sean sometidos a un tratamiento que elimine sus características de peligrosidad.

La Ley N° 27314 excluye los residuos radiactivos, que por sus características de alto riesgo requieren un control especial, siendo en consecuencia manejados a través del Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN).

En cuanto a la autoridad competente en esta materia, el Decreto Legislativo N° 1065 precisa que el manejo de los residuos sólidos de origen

industrial, son normados, evaluados, fiscalizados y sancionados por los ministerios u organismos reguladores o de fiscalización correspondientes, sin perjuicio de las funciones técnico normativas y de vigilancia que ejerce la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA) del Ministerio de Salud y las funciones de la OEFA del Ministerio del Ambiente. Por otro lado, el artículo 33 del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos establece que DICAPI ejerce el control y la vigilancia del manejo de los residuos en el ámbito de su jurisdicción, a fin de prevenir, reducir y eliminar la contaminación en los recursos hídricos, generados por las operaciones o instalaciones navieras y portuarias en todo el territorio del país; en coordinación con la autoridad respectiva del Sistema Portuario Nacional.

Asimismo, DICAPI autoriza las actividades de desguace de buques y similares en todo el territorio nacional; en coordinación con la autoridad de salud. En cuanto a la infraestructura necesaria para el tratamiento y disposición final de los residuos sólidos generados en el desarrollo de la actividad, se localice fuera de las instalaciones industriales o productivas, áreas de la concesión o lote del titular del proyecto, la aprobación del estudio ambiental deberá contar con la opinión favorable previa de DIGESA; sin perjuicio de las competencias municipales en materia de zonificación.

No obstante, cuando el residuo sólido es transportado fuera de las instalaciones del generador, el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, de acuerdo a la Ley que regula el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos asume competencia para autorizar y fiscalizar el traslado de residuos peligrosos. En cuanto a las responsabilidades de los generadores de residuos sólidos del ámbito no municipal se establece que éstos son responsables de:

- Manejar los residuos generados de acuerdo a criterios técnicos apropiados a la naturaleza de cada tipo de residuo, diferenciando los peligrosos, de los no peligrosos.
- Contar con áreas o instalaciones apropiadas para el acopio y almacenamiento de los residuos, en condiciones tales que eviten la contaminación del lugar o la exposición de su personal o terceros, a riesgos relacionados con su salud y seguridad.
- El reaprovechamiento de los residuos cuando sea factible o necesario de acuerdo a la legislación vigente.

- El tratamiento y la adecuada disposición final de los residuos que genere.
- Conducir un registro sobre la generación y manejo de los residuos sólidos en las instalaciones bajo su responsabilidad.
- El cumplimiento de las demás obligaciones sobre residuos, establecidas en las normas reglamentarias y complementarias de la presente Ley.

En la Refinería La Pampilla se producen residuos de tipo peligroso y no peligroso, dándoseles asimismo un manejo diferenciado en cuanto a su almacenamiento, recojo y disposición final. Los residuos sólidos se disponen de la siguiente manera:

- Tierras y borras con hidrocarburos, residuos tóxicos diversos, el cual se dispone en un confinamiento seguro en relleno de seguridad de BEFESA Perú S.A. ubicado en la carretera Panamericana Sur km. 59.5.
- Los Residuos hospitalarios, pilas, baterías, lodos de pozos sépticos, residuos comunes se disponen en un relleno sanitario debidamente autorizado y contratado por la empresa DISAL, siendo el recojo y transporte realizado por la misma empresa DISAL.

A continuación se muestra el Cuadro A4.1 donde muestra el resumen de los residuos sólidos dispuestos en el 2009. Esto demuestra la relevancia de la generación de residuos en las actividades de la Refinería La Pampilla, donde el mayor residuo se debe a la generación de Tierras y Borras contaminadas (1287.96 TM), tomando en cuenta el costo de la disposición. Actualmente los tipos de residuos que se generan en la Refinería La Pampilla han sido identificados en el Cuadro A4.2 identificados por su peligrosidad, origen y la actividad la cual lo genera, dándose a conocer también su almacenamiento y su destino final. La Refinería La Pampilla cuenta con un punto de almacenamiento temporal en donde se almacenan los diversos tipos de residuos peligrosos, para luego ser dispuestos por empresa BEFESA en su relleno seguro.

Una de las actuales problemáticas que afronta La Refinería La Pampilla es la gran cantidad de residuos generados durante sus actividades de refinación, cabe indicar que en lo que va del año 2010, la cantidad promedio de residuos peligrosos gestionados por la Refinería La Pampilla es alrededor de 140 TM, esto representa un foco de preocupación y a la vez una clara evidencia de los retos que presenta a futuro sus actividades, dado que no sólo conlleva un mayor gasto en la disposición de residuos sino también un claro compromiso de la

Refinería con los temas ambientales para poder mitigar los impactos que sus actividades realiza directa o indirectamente.

En el Cuadro A4.3 se presenta un cuadro resumen de los principales residuos generados por las actividades de La Refinería La Pampilla. La principal actividad generadora de residuos se encuentra en la centrifugación de borras, lodos con hidrocarburos provenientes de las diversas operaciones de refinación (desaladoras, almacenamiento de hidrocarburo), actualmente este residuo representa un 60% del promedio mensual de la generación de residuos peligrosos. Dentro de las actividades generadoras de residuos, existen actividades que generan residuos peligrosos los cuales pueden reducir su generación mediante una adecuada operación y control de actividades de los cuales incluyen los derrames ocurridos en las actividades de refinación.

Cuadro A4.1: Disposición de residuos en la Refinería La Pampilla S.A.A. - [5]

Descripción del Residuo	Tipo de Residuo	Volumen Generado (TM/mes)												Total (TM/año)	Tratamiento	Disposición Final			
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre			Razon Social y siglas de la EPS-RRSS	Nº de Registro EPS-RRSS	Modelo de Disposición (relleno, Incineración, etc)	Ubicación
Tierras y Borrás contaminadas	IN-P	75.95	159.09	146.68	154.69	120.46	107.41	83.77	103.20	81.27	124.81	99.65	30.98	1287.96	Ninguno	BEFESA PERU S.A	EPNA 0334-08	Relleno Seguro	Carretera Panamericana Sur km. 59,5
Residuos Diversos Toxicos	IN-P	54.56	12.77	115.68	31.62	35.44	30.09	0.00	52.55	13.48	153.05	16.43	10.80	526.47	Ninguno	BEFESA PERU S.A	EPNA 0334-08	Relleno Seguro	Carretera Panamericana Sur km. 59,5
Tierras contaminadas con Hidrocarburos del Pasivo ambiental de PETROPERU	IN-P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	545.99	0.00	0.00	545.99	Ninguno	VEGA UPACA S.A.	EPNA 0494-09	Relleno Seguro	Quebrada Pucará km 40 Panamericana Sur.
Residuos Hospitalarios	ES-P	0.00	0.00	0.00	0.00	0.002	0.002	0.001	0.00	0.009	0.00	0.001	0.00	0.015	Ninguno	VEGA UPACA S.A.	EPNA 0494-09	Celda de Seguridad	Quebrada Pucará km 40 Panamericana Sur.
Pilas y Baterías	IN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	Encapsulamiento	VEGA UPACA S.A.	EPNA 0494-09	Relleno Sanitario	Quebrada Pucará km 40 Panamericana Sur.
Lodos Pozos sépticos	IN	20.30	12.60	0.00	0.00	12.60	6.30	25.20	25.30	13.30	12.60	6.30	6.30	140.8	Ninguno	VEGA UPACA S.A.	EPNA 0494-09	Relleno Sanitario	Quebrada Pucará km 40 Panamericana Sur.
Residuos Comerciales		46.30	25.80	36.40	29.40	32.30	32.20	46.80	31.10	37.20	38.70	40.50	35.80	432.5	Ninguno	VEGA UPACA S.A.	EPNA 0494-09	Relleno Sanitario	Quebrada Pucará km 40 Panamericana Sur.
Residuos Electrónicos	IN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.98	14.98	Ninguno	COMPAÑIA QUIMICA INDUSTRIAL DEL PACIFICO	RPNK 348-08	Recuperación de partes metálicas	Av. Argentina N°5064

IN: Industrial

IN-P: Industrial Peligroso

ES-P: Establecimiento de Salud Peligroso



Cuadro A4.2: Resumen de residuos generados en la Refinería La Pampilla S.A.A.

Nº	RESIDUO	PELIGROSO	CLASIFICACION DEL RESIDUO POR SU ORIGEN	ACTIVIDADES GENERADORAS	ALMACENAMIENTO	ORÍGENES POSIBLES		DESTINOS POSIBLES		
1	Aserrín, trapos, w ypes y otros contaminados con HCs.	SI	Industrial	Limpieza interior de equipos de proceso (excepto hornos, calderas y desaladora).	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Limpieza industrial de lozas y plantas.					Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro
				Limpieza interior de tanques de almacenamiento.						
				Limpieza interior de desaladora.						
				Actividades diversas.						
				Obras civiles, demolic., excavac.-No Proyectos.						
				Proyectos.						
				Derrames / incidentes.						
				Disposición final de residuos.						
Gestión / disposición del pasivo ambiental.										
2	Baterías plomo-ácido.	SI	Industrial	Cambio de baterías.	Se entrega a materiales para su acopio.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas	
				Proyectos.					Devolución-A proveedores	
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.					EPS-RS-Otros	
3	Borras, lodos con HCs u otra sustancia peligrosa.	SI	Industrial	Limpieza interior de desaladora.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Limpieza interior de tanques de almacenamiento.					Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro
				Limpieza del sistema de desagües de PCs o de HCs.						
				Centrifugación de lodos.						
				Limpieza interior de equipos de proceso (excepto hornos, calderas y desaladora).						
				Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.						
				Actividades diversas.						
Disposición final de residuos.										
Gestión / disposición del pasivo ambiental.										
4	Catalizador gastado de FCC.	SI	Industrial	Mantenimiento / Limpieza de los silos de almacenamiento.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Disposición final de residuos.					Valorización	Venta
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.		Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro			
5	Chatarra contaminada con sustancias peligrosas.	SI	Industrial	Desmantelamiento de tanques, tuberías, accesorios y otros	Retirados por la empresa gestora. No son almacenados.	Generación	Áreas generadoras	Valorización	Venta	
				Actividades diversas.					Almacenamiento	Almacén temp.-Nor Oeste <sup>2</sup>
6	Chatarra de aluminio u otros.	No	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en el lugar de la obra. Almacenamiento central en zonas autorizadas para almacenar chatarra.	Generación	Áreas generadoras	Valorización	Venta	
				Instalaciones metal-mecánicas.					Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.						
				Cambio de mangueras submarinas.						
Actividades diversas.										
7	Chatarra de hierro/acero.	No	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en el lugar de la obra. Almacenamiento central en zonas autorizadas para almacenar chatarra.	Generación	Áreas generadoras	Valorización	Venta	
				Instalaciones metal-mecánicas.					Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.						
				Cambio de mangueras submarinas.						
Actividades diversas.										

8	Coke.	SI	Industrial	Limpieza interior de hornos y calderas.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio Almacén temp.-Nor Oeste <sup>2</sup>	Eliminación	Almacén temp.-Punto Limpio
				Disposición final de residuos.							
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.							
9	Desmonte, concreto, carpeta asfáltica, material de relleno.	No	Construcción	Obras civiles, demolic., excavac.-No Proyectos.	Almacenamiento intermedio en el lugar de la obra.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.							
				Mantenim. / trabajos eléctricos.							
				Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.							
10	Elementos del tratamiento de aguas.	No	Industrial	Limpieza industrial de lozas y plantas.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas durante el cambio de filtro.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Áreas generadoras	Eliminación	EPS-RS-Relleno sanitario
				Mantenimiento del sistema de ósmosis inversa.							
				Cambio del carbón activado.							
11	Elementos filtrantes de HCs.	SI	Industrial	Cambio de resina para Intercambio Iónico.	Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio
				Limpieza interior de equipos de proceso (excepto hornos, calderas y desaladora).							
				Cambio de carbón activado.							
12	Envases de pintura, solventes y aditivos.	SI	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio. Almacén de contratistas.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio
				Trabajos de pintura / arenado.							
				Mantenimiento / trabajos eléctricos.							
				Actividades del laboratorio.							
				Actividades diversas.							
				Proyectos.							
				Disposición final de residuos.							
Gestión / disposición del pasivo ambiental.											
13	Envases y cilindros que contienen sustancias peligrosas, o contaminados con ellas.	SI	Industrial	Actividades del laboratorio.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio
				Mantenimiento / trabajos eléctricos.							
				Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.							
				Proyectos.							
				Trabajos de pintura / arenado.							
				Actividades diversas.							
Disposición final de residuos.											
14	Granalla / arena gastada.	No	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Trabajos de pintura / arenado.							
				Trabajos de pintura / arenado.							
15	Lámparas usadas que contengan mercurio.	SI	Comercial	Iluminación.	Almacenamiento intermedio en el taller electricidad. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio
				Proyectos.							
				Disposición final de residuos.							
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.							
15	Lámparas usadas que contengan mercurio.	SI	Comercial	Disposición final de residuos.	Almacenamiento intermedio en el taller electricidad. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Almacenamiento	Áreas generadoras	Almacenamiento	Áreas generadoras	Eliminación	Almacén temp.-Punto Limpio
				Proyectos.							
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.							

16	Lodos peligrosos.	Sí	Comercial	Limpieza de pozos sépticos.	Retirados por la empresa gestora, no son almacenados.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	EPS-RS-Relleno sanitario
				Limpieza de las trampas de grasa.					
				Limpieza del reactor biológico.					
17	Lodos inertes.	No	Industrial	Limpieza interior de tanques de almacenamiento (caso TQ de agua).	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Si no son almacenados, retirados por la empresa gestora.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	EPS-RS-Relleno Sanitario
				Limpieza del sistema de desagües de PQs ó de HCs (caso desagüe de PQs).					
				Limpieza del sistema de enfriamiento.					
18	Madera de embalaje y/o retazos.	No	Comercial	Actividades diversas.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.				Donación	
								Valorización	Venta
19	Material aislante de base silicato, refractario, lana mineral no contaminada	No	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.					EPS-RS-Relleno sanitario
20	Material aislante, refractario (>1% asbesto), lana de vidrio, lana mineral contaminada.	Sí	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio
				Proyectos.					Eliminación
				Disposición final de residuos.		Almacén temp.-Nor Oeste <sup>2</sup>	EPS-RS-Relleno seguro		
21	Material orgánico vegetal.	No	Agropecuario	Mantenimiento de jardines y áreas forestadas.	Almacenamiento central en el campamento del contratista de jardines.	Generación	Áreas generadoras	Reciclado	Compostaje-Externo
				Proyectos.	Eliminación			EPS-RS-Relleno sanitario	
22	Papeles, plásticos adhesivos, cartones, latas y otros.	No	Comercial	Actividades de oficina.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.					EPS-RS-Relleno sanitario
									Donación
23	Partes de equipos de cómputo fuera de uso.	Sí	Comercial	Uso de equipos informáticos. Proyectos.	Almacenamiento intermedio en el área de soporte técnico.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas EPS-RS-Otros
24	Plas y baterías pequeñas.	Sí	Comercial	Uso de equipos eléctricos y electrónicos.	Se entrega a materiales para su acopio, donde se encapsula en concreto	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas
				Proyectos.					EPS-RS-Relleno sanitario.
25	Residuos de alimentos.	No	Comercial	Actividades del comedor.	Almacenamiento intermedio en almacén de residuos del comedor.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Gestor de alimento para animales
26	Residuos hospitalarios	Sí	De establecim. de atención de salud	Actividades de la clínica.	Almacenamiento intermedio en los exteriores de la clínica.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	EPS-RS-Relleno sanitario

27	Residuos inertes diversos.	No	Industrial	Obras civiles, demolic., excavac.-No Proyectos.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	Devolución-A contratistas	
				Proyectos.					EPS-RS-Relleno sanitario	
				Actividades diversas.						
28	Sand oil.	Sí	Industrial	Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Disposición final de residuos.					Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.						
29	Tierra, arena, trapos, contaminadas con HCs.	Sí	Industrial	Limpieza industrial de lozas y plantas.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Limpieza interior de tanques de almacenamiento.					Almacén temp.-Evaluación <sup>4</sup>	
				Derrames / incidentes.				Reutilización	Interna-Landfarming ad situ <sup>5</sup>	
				Obras civiles, demolic., excavac.-No Proyectos.		Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Almacenamiento	Almacén temp.-Evaluación Almacén temp.-Punto Limpio Almacén temp.-Nor Oeste <sup>2</sup>	Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro
				Proyectos.						
				Mantenimiento de tanques, tuberías, equipos, estructuras metálicas, etc.						
Disposición final de residuos.										
Gestión / disposición del pasivo ambiental.										
30	Tierra, arena, trapos, otros contaminados con PCBs.	Sí	Industrial	Derrames / incidentes.	Almacenamiento intermedio en zonas de acopio autorizadas. Almacenamiento central en el Punto Limpio.	Generación	Áreas generadoras	Almacenamiento	Almacén temp.-Punto Limpio	
				Limpieza industrial de lozas y plantas.						
				Disposición final de residuos.		Almacenamiento	Eliminación	EPS-RS-Relleno seguro		
				Gestión / disposición del pasivo ambiental.						
31	Transformadores con PCBs (chatarra contaminada + aceite).	Sí	Industrial	Retiro / cambio de transformadores fuera de uso.	Retirados por la empresa gestora. No son almacenados.	Generación	Áreas generadoras	Eliminación	EPS-RS-Exportación	

<sup>1</sup> Códigos del residuo:

RLGR, del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, DS N°057-2004-PCM (Anexos 4 y 5).

CBA, del Convenio de Basilea sobre movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación (Anexos VIII y IX).

LER, de la Lista Europea de Residuos.

<sup>2</sup>Almacén Temporal Nor Oeste: locación (zona de cerros) donde se almacenaron los residuos generados en el pasado y que no fueron gestionados inmediatamente.

<sup>3</sup>El residuo: Lodos peligrosos (de los pozos sépticos), es peligroso; sin embargo para los reportes trimestrales corporativos se considera su Código LER=20.03.04, es decir, residuo no peligroso.

<sup>4</sup>Almacén Temporal para Evaluación: almacén temporal mientras se determina si la gestión y manejo (tratamiento y/o disposición) de los residuos, son responsabilidad de PETROPERÚ S.A. o de

<sup>5</sup>También podría ser: Reutilización Interna in situ, Reutilización Interna ex situ, Reutilización Interna Otros o Reutilización Externa Otros.

**Cuadro A4.3: Principales residuos generados 2010 – Refinería La Pampilla  
S.A.A.**

IdResiduo	Area Responsable	Procedencia	Actividad
Aserrín, trapos, wypes y otros, contaminados con HCs	Servicios Técnicos	Laboratorio	Actividades del laboratorio
	Movimiento de Productos	Almacenamiento de Crudo	Limpieza interior tanques de almacenamiento
	Operaciones de Despacho	Operaciones de Despacho	Limpieza industrial lozas y plantas
Borras, lodos con HCs u otra sustancia peligrosa	Movimiento de Productos	Efluentes	Centrifugación de lodos
	Conversión	UF-PT	Limpieza sistema desagües (HCs o PQs)
Catalizador gastado de FCC	Conversión	FCC y URG	Mantenimiento / limpieza silos de almacenamiento
Elementos filtrantes de HCs	Operaciones de Despacho	Operaciones de Despacho	Actividades diversas
	Energía	Aminas	Actividades diversas
Envases / cilindros contaminados con sustancias peligrosas	Servicios Técnicos	Laboratorio	Actividades del laboratorio
	Ingeniería	Ingeniería	Obras civiles, demoliciones, excavaciones - No Proyectos
	Ingeniería	Ingeniería	Obras civiles, demoliciones, excavaciones - No Proyectos
Envases de pintura, solventes o aditivos	Mantenimiento	Electricidad	Mantenimiento / trabajos eléctricos
Lodos peligrosos del Reactor Biológico	Mantenimiento	Oficios	Limpieza pozos sépticos
Sand oil	Movimiento de Productos	Almacenamiento de Crudo	Limpieza interior tanques de almacenamiento
Tierra, arena, contaminadas con HCs	Servicios Técnicos	Seguridad	Actividades diversas
	Operaciones de Despacho	Operaciones de Despacho	Limpieza industrial lozas y plantas
		Almacenamiento de Productos	Derrames / incidentes
			Derrames / incidentes

**BIBLIOGRAFÍA**

- [1] Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos; 2012; *Libro Anual de Reservas de hidrocarburos*, Lima.
- [2] Refinería La Pampilla S.A.A., Gerencia de Programación y Planeamiento y Control, 2010.
- [3] Anuario Estadístico de Hidrocarburos; 2008; Capítulo IV Actividades de Refinación.
- [4] Ministerio del Ambiente, Compendio de la Legislación Ambiental Peruana, Volumen VI Legislación Ambiental Sectorial; 2010.
- [5] Informe Anual de Cumplimiento del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos de la Refinería La Pampilla S.A.A; 2009.
- [6] Guía Técnica para la Medición, Estimación y Cálculo de las Emisiones de Aire – Departamento del Medio Ambiente y Ordenación del Territorio Gobierno Vasco.
- [7] Documentación de Factores de Emisión AP-42, Sección 7.1 Tanques de Almacenamiento de Líquidos Orgánicos - Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).
- [8] Guía de Parámetros Ambientales. Rev.03 – Repsol YPF – Septiembre 2005.
- [9] Análisis Ambiental del Perú: Retos para un desarrollo sostenible - Resumen Ejecutivo. Mayo, 2007 - Unidad de Desarrollo Sostenible Región de América Latina y el Caribe.
- [10] Compendio de la Legislación Ambiental Peruana – Volumen III Gestión Ambiental 2010 – Ministerio del Ambiente 2010.
- [11] Compendio de la Legislación Ambiental Peruana – Volumen V Calidad Ambiental - Ministerio del Ambiente 2010.
- [12] Compendio de la Legislación Ambiental Peruana – Volumen IV Legislación Ambiental Sectorial - Ministerio del Ambiente 2010.
- [13] EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook – 2005.
- [14] Informe CORINE AIRE 1997-2000. Sector Refino. Ministerio de Medio Ambiente. Tabla 3.2.2 y RD 22102/1996.
- [15] IPPC - Documento BREF de refino de petróleo, Febrero 2003.

- [16] Guía para La evaluación y Recuperación de Emplazamientos Contaminados, revisión 8 año 2003 – Repsol YPF.
- [17] Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry” American Petroleum Institute. February 2004.
- [18] Guía “Calculating Greenhouse Gas Emissions” Canadian Association of Petroleum Producers. April 2003.
- [19] Guía “EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook, 3rd Edition”. European Environment Agency, October 2002.
- [20] Petroleum Engineering Handbook - Third Printing - Society of Petroleum Engineers - Richardson, TX, U.S.A.
- [21] UNITED STATES PATENT OFFICE – SECONDARY SEAL FOR FLOATING TANK ROOF – Jan.26, 1965 – 3,167,206
- [22] UNITED STATES PATENT – SEAL ARRANGEMENT FOR FLOATING ROOF STORAGE TANKS, Dec.19, 1978- 4,130,217
- [23] <http://web.worldbank.org/>
- [24] <http://www.epa.gov/>
- [25] [www.epa.gov/climatechange/ endangerment/](http://www.epa.gov/climatechange/ endangerment/)
- [26] <http://www.minam.gob.pe>
- [27] <http://www.minem.gob.pe>
- [28] <http://www.24hgold.com/english/home.aspx>
- [29] [http://www.24hgold.com/english/interactive\\_chart.aspx?codecom=WTI CRUDE FUTURE&valecom=ValeCom&changeCom=ChgeCom](http://www.24hgold.com/english/interactive_chart.aspx?codecom=WTI CRUDE FUTURE&valecom=ValeCom&changeCom=ChgeCom)
- [30] <http://www.bloomberg.com/energy/>