

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS PÉRDIDAS POR
EVAPORACIÓN PRODUCIDAS EN LA PLANTA DE
ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE
PALMASOLA”**

POSTULANTE: DANNY DAMIAN DELGADO PATTY
TUTOR: M.Sc. ING. JUAN FERNANDO CUEVAS BANDA

LA PAZ – BOLIVIA
2021



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Este trabajo realizado por varios meses es dedicado a toda mi familia que incondicionalmente me apoyaron para ser profesional y a mis amigos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo realizado con esfuerzo y alegría, lo agradezco con mucho entusiasmo:

- A Dios fuente de toda fé y fortaleza espiritual.
- Mis padres Hernan Delgado y Gabriela Patty de Delgado por darme todo su apoyo y la oportunidad de poder estudiar.
- A el Ing. Juan Fernando Cuevas Banda, quien aceptó con mucho agrado su asesoramiento en mi Proyecto de Grado y guio con mucha paciencia y análisis en la elaboración del mismo.
- Mi familia y amigos que colaboraron de una u otra forma para la realización de este trabajo.
- A los docentes la Facultad de Ingeniería y Carrera de Ingeniería Petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés por todo el conocimiento impartido.

RESÚMEN EJECUTIVO

La industria petrolera siempre ha estado enfrentada con el problema de proveer almacenamiento a bajo costo para el crudo y en general para los productos refinados del petróleo, lo que está íntimamente asociado a no tener una pérdida debido a la evaporación y a las operaciones relacionadas a las transferencias hacia los tanques de almacenamiento.

A pesar de que estas pérdidas han sido reducidas progresivamente, por medio de mejoras en la construcción y en las operaciones dentro de las plantas de almacenamiento estas siguen siendo de consideración.

Las pérdidas por evaporación en las operaciones de recepción y despacho de los combustibles líquidos se generan debido a que los equipos utilizados para dichas operaciones son obsoletos como también por falta de estandarización del manejo de los combustibles en las plantas de almacenaje y en las plantas de refinación debido a que no todas son pertenecientes a Y.P.F.B. Logística; por lo cual se generan pérdidas en los volúmenes despachados y recepcionados, pérdidas que van sumándose en cada operación y que son un perjuicio para el estado boliviano

Las pérdidas por evaporación significan un gran impacto tanto ambiental como económico que afecta a la industria petrolera día a día. Este proyecto construye una herramienta para cuantificar estas pérdidas para obtener volúmenes máximos y mínimos durante el proceso de almacenamiento.

En el presente proyecto de grado se procedió a describir el propósito principal para realizar una evaluación cuantitativa de las pérdidas por evaporación y la necesidad de reducir estas.

Después, se detalló toda la parte teórica desde la obtención de la gasolina, gasolina especial, gasolina Premium, diésel y GLP sus propiedades, además y se apreció las estadísticas de los volúmenes recepcionados en la Planta Palmasola y las proyecciones de volúmenes que se recepcionará hasta el año 2022.

Se ha descrito las propiedades de las gasolinas, sus características, los aspectos técnicos acerca de los procesos que son utilizados para la obtención de la gasolina. Se definió la presión de vapor Reid, su importancia para la determinación de las pérdidas por evaporación y cuál es su comportamiento a nivel nacional e internacional.

Se analizaron los impactos medio ambientales que se generan a raíz de la evaporación de los combustibles líquidos y que métodos pueden utilizarse para reducir estas emisiones.

Se realizó un análisis de los volúmenes históricos de la oferta y demanda de la gasolina en el mercado interno además se realizar proyecciones para determinar cuál serán los volúmenes que serán evaluados en el presente proyecto.

Se obtuvieron los valores máximos y mínimos de pérdidas a través de la simulación programada con Macros Excel, determinando los periodos donde existen mayores pérdidas.

Finalmente se observaron las operaciones y equipos empleados actualmente en la planta Palmasola y determinó las perdidas por evaporación que se generan tanto en el carguío como en la recepción de la gasolina y determinó cuál tendría menor pérdida.

“EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN PRODUCIDAS EN LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE PALMASOLA”

CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES.....	1
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3.1. Identificación del problema	2
1.3.2. Formulación del problema.....	3
1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	3
1.4.1. Objetivo general.....	3
1.4.2. Objetivos específicos	3
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	4
1.5.1. Justificación técnica	4
1.5.2. Justificación económica	4
1.5.3. Justificación ambiental	5
1.6. ALCANCE	5
1.6.1. Alcance temático.....	5
1.6.2. Alcance temporal	5
1.6.3. Alcance geográfico	5
1.7. LIMITACIONES.....	6
CAPITULO II: MARCO TEORICO	7
2.1. GENERALIDADES	7
2.1.1. Características de las gasolinas	7
2.1.1.1. Características físicas de las gasolinas	7
2.1.1.1.4. Contenido de azufre.....	8
2.1.1.1.5. Color de las gasolinas.....	8
2.1.1.2. Octanaje (número de octano)	8
2.1.2 Composición de la gasolina	9
2.1.2.1. Contenido de compuestos de elevadores de octanaje	10
2.1.2.2. Contenido de aromáticos, olefinas y benceno	10
2.1.3. Procesos de Obtención de las gasolinas	11
2.1.3.1. Destilación	11
2.1.3.2. Craqueo Catalítico	12
2.1.3.3. Isomerización	13

2.1.3.4. Reformado	14
2.1.3.5. Alquiler.....	16
2.2. DEFINICIÓN DE LA VOLATILIDAD Y PRESIÓN DE VAPOR REÍD	16
2.2.1. Valores de la Presión Reid en el ámbito internacional.....	16
2.2.2. Valor de la presión Reid en Bolivia	17
2.2.3. Medidas para la reducción de la Presión de Vapor Reid.	18
2.2.3.1. Medidas técnicas para la reducción de la presión Reid.	19
2.2.4. Precios internacionales de la gasolina	20
2.2.5. Reconocimiento de las pérdidas por evaporación en el ámbito internacional.....	21
2.3. SISTEMAS DE RECOLECCION Y RECUPERACION DE VAPORES EN LAS PLANTAS DE ALMACENAMIENTO	21
2.3.1. Compresión/Refrigeración/Absorción (CRA).....	21
2.3.2. Refrigeración Directa (DF)	21
2.3.3. Adsorción/Desorción Regenerativa con Vapor.	22
2.3.4. Adsorción/Absorción	22
2.3.5. Oxidación térmica	22
2.4. EVALUACION DE LOS VOLUMENES DE GASOLINAS.....	22
2.4.1. Oferta y demanda histórica de combustibles líquidos en Bolivia	22
2.4.2. Proyecciones de la oferta y demanda de combustibles líquidos en Bolivia	28
2.5. IMPACTOS AMBIENTALES	29
2.5.1. Efecto de los compuestos orgánicos volátiles (COV)	29
2.5.2. REGLAMENTO AMBIENTAL DEL SECTOR IDROCARBUROS.....	30
2.6 NORMAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	32
CAPÍTULO III	35
3.1. GENERALIDADES	35
3.1.1. El despacho de gasolina	35
3.1.2. Recepción de gasolina.....	35
3.2. Métodos De Cálculo De Emisiones EvaporÁTICAS	35
3.2.2. VALORES DE FACTORES DE EMISIÓN.....	37
3.3. Perdidas por carga a camiones cisternas en la planta de almacenamiento.....	38
3.3.1. Estimación de la fracción de pérdida por distribución y transporte	38
3.4. DETERMINACION	DEL VOLUMEN EVAPORADO DE LA
	41
GASOLINA ESPECIAL Y GASOLINA PREMIUM.....	41
3.4.1. Calculo de volumen evaporado mediante factores de emisión	41

3.4.1.1. Calculo De Las Emisiones Evaporativas Por Despacho A Los Camiones Cisterna	41
3.4.1.2. Calculo De Las Emisiones Evaporativas Por Recepción A Los Camiones Cisterna	42
3.4.1.3. Calculo De Las Emisiones Evaporativas Totales En La Planta Palmasola	43
3.4.1.4. Estimación De La Fracción De Pérdida Por Distribución Y Transporte	44
3.4.2. calculo de volumen evaporado mediante modelos de calculo	45
3.4.2.1. Perdidas Por Carga A Camiones Cisternas En La Planta De Almacenamiento	45
3.4.2.2 Perdidas por Transporte	47
3.4.2.3. Perdidas Por Descarga En La Planta De Almacenaje	49
 CAPITULO IV	 50
4.1. INTRODUCCIÓN	50
4.1.1. EVAPORACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO Y CONDENSADO	50
 4.2. EVAPORACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO	 51
4.2.1. Techo fijo	52
 4.2.2. Techo flotante	 54
 4.3. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES	 57
4.3.1. VARIABLES EN LA PÉRDIDA PERMANENTE DE ALMACENAMIENTO.	57
4.3.1.1 Merma del espacio de vapor	58
4.3.1.2 Datos meteorológicos	60
4.3.1.3. Absorción Solar de la pintura del tanque,	61
4.3.1.4 Temperatura almacenamiento del líquido,	62
4.3.1.5 Promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido,.....	63
4.3.1.6. Rango diario de temperatura del vapor	64
4.3.1.7 Temperatura diaria máxima y mínima de la superficie del líquido	64
4.3.1.8 Peso Molecular del Vapor	65
4.3.1.9 Presiones de vapor diaria máxima, media, mínima	65
4.3.1.10 Rango diario de presión de vapor, Δ	~
71	
4.3.1.11 Rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, Δ	71
4.3.1.12 Factor de saturación de vapor venteado,	72
4.3.1.13. Densidad de vapor condensado,	~
73	
4.3.2 VARIABLES EN LA PÉRDIDA DE TRABAJO	73
4.3.2.1 Cantidad de material neto anual utilizado, Q	73
4.3.2.2 Factor de movimiento (volumen de venta)	74
4.3.2.3 Factor del producto	75
4.3.2.4 Ajuste del factor de corrección de venteo,	75

CAPÍTULO V: APLICACIÓN PRÁCTICA.....	76
5.1. INFORMACIÓN DE LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE PALAMASOLA.....	76
5.2. CÁLCULO DE LOS FE MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LOS MODELOS CUANTITATIVOS	78
5.2.1 OBTENCIÓN de las pérdidas permanentes por almacenamiento	78
5.2.1.1 Obtención del factor de absorción de la pintura del techo del tanque... ..	78
5.2.1.2 Obtención del factor de absorción de la pintura del cuerpo del tanque ..	78
5.2.1.3 Obtención del factor de absorción solar de la superficie del tanque, α ..	78
5.2.1.4 Obtención del rango de temperatura ambiente diaria, ΔTA	78
5.2.1.5 Obtención del promedio diario de la temperatura ambiente, TAA	78
5.2.1.6 Obtención del rango diario de la temperatura del vapor, ΔTV	79
5.2.1.7 Obtención de la temperatura del líquido a granel, TB	79
5.2.1.8 Obtención del promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido, TLX	79
5.2.1.9 Obtención de la temperatura diaria máxima de la superficie del líquido, TLX	79
5.2.1.10 Obtención de la temperatura diaria mínima de la superficie del líquido, TLN	79
5.2.1.11 Obtención de la constante A para el petróleo crudo en función de la presión de vapor	80
5.2.1.12 Obtención de la constante B para el petróleo crudo en función de la presión de vapor	80
5.2.1.14 Obtención de la presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, PVX	80
5.2.1.15 Obtención de la presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, PVN	80
5.2.1.16 Obtención de el rango diario de presión de vapor de almacenaje, ΔPV	81
5.2.1.17 Obtención de el rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, ΔPB	81
5.2.1.18 Obtención de el factor de expansión del espacio de vapor, KE	81
5.2.1.19 Obtención de la altura del cono de un tanque de techo cónico, HR	81
5.2.1.20 Obtención de la altura equivalente al volumen contenido bajo el techo (Roof Outage) o merma, $HR0$	81
5.2.1.21 Obtención del espacio de vapor del outage, HVO	82
5.2.1.22 Obtención del factor de saturación del vapor venteado, KS	82
5.2.1.23 Obtención de la densidad del vapor almacenado, WV	82
5.2.1.24 Obtención de las pérdidas permanentes de almacenamiento, LS	82
5.2.1.25 Obtención de la densidad de vapor condensado almacenado a 60°F, WVC	83
5.2.1.26 Transformar las pérdidas permanentes de almacenamiento a barriles por año, $Lbbl$	83
5.2.2 Obtención de las Pérdidas por Trabajo.....	83

5.2.2.1 Obtención del índice de rotación de existencias (rata de renovación del stock), N	83
5.2.2.2 Obtención del factor de renovación de pérdida por trabajo, KN	83
5.2.2.3 Obtención del factor de pérdidas por trabajo del petróleo crudo KP	83
5.2.2.4 Obtención del factor de corrección de ajuste de venteo, cuando el $\Delta PB = 0,03$	84
5.2.2.5 Obtención de la densidad del vapor almacenado, WV	84
5.2.2.6 Obtención de las pérdidas por trabajo, LW	84
5.2.2.7 Transformación de las pérdidas por trabajo a barriles por año	84
5.2.3 Obtención de las Pérdidas Totales	85
5.2.3.1 Obtención de las pérdidas totales en libras por año	85
5.2.3.2 Obtención de las pérdidas totales en barriles por año	85
5.3. CÁLCULO MEDIANTE DE LOS FE MEDIANTE SOFTWARE “TANKS DE LA PLANTA.....	85
5.3.1. Tanque 1.....	85
5.3.2. Tanque 2.....	89
5.3.3. Tanque 3.....	92
5.3.4. Tanque 4.....	94
5.4. REPORTE DE PÉRDIDAS EVAPORITIVAS	97
CAPITULO VI	98
6.1 Conclusiones	98
6.2. Recomendaciones	98
GLOSARIO	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

<i>Figura 1.1: Esquema de Identificación del Problema</i>	3
<i>Figura 1.2: Ubicación Geográfica de la Planta de Almacenamiento de Palmasola</i>	6

Capítulo II

<i>Figura 2.1: Componentes de algunas gasolinas</i>	9
<i>Figura 2.2: Proceso de Fraccionamiento del Crudo</i>	11
<i>Figura 2.3: Producción Refinería Gualberto Villarroel</i>	25
<i>Figura 2.4: Producción Refinería Guillermo Elder Bell</i>	25
<i>Figura 2.5: Producción Refinería Oro Negro</i>	26
<i>Figura 2.6: Oferta histórica de Gasolina Especial</i>	26
<i>Figura 2.7: Demanda histórica de Gasolina</i>	27
<i>Figura 2.8: Demanda y oferta: refinerías con incremento de capacidad de producción y a plena carga</i>	28
<i>Figura 2.9: Demanda y oferta: refinerías con incremento de capacidad de producción y sin prospectos exploratorios</i>	28
<i>Figura 2.10: Demanda y oferta: refinerías con incremento de capacidad de producción y con prospectos exploratorios</i>	29

Capítulo IV

<i>Figura 4.1: Tanque de Techo Fijo</i>	53
<i>Figura 4.2: Tanque de Techo Flotante</i>	55
<i>Figura 4.3: Fixed-Roof Tank Geometry (Geometría tanque de techo fijo)</i>	58
<i>Figura 4.4: Dome Roof Outage (HRO) (Corte de luz de un tanque de techo tipo domo)</i>	60
<i>Figura 4.5: Absorción solar para determinadas superficies</i>	62
<i>Figura 4.6: Propiedades del petróleo líquido seleccionado</i>	65
<i>Figura 4.7: Coeficiente A de fusión de la presión de vapor</i>	67
<i>Figura 4.8: Coeficiente B de fusión de la presión de vapor</i>	68
<i>Figura 4.9: Pendiente destilación para el derivado de petróleo almacenado</i>	68
<i>Figura 4.10: Presión de vapor de un petróleo crudo almacenado con una presión de vapor reid de 2 a 15 psi, extrapolado a 0,1 psi</i>	69
<i>Figura 4.11: Coeficiente de fusión de la presión de vapor de un petróleo crudo almacenado con una presión de vapor reid de 2 a 15 psi, extrapolado a 0,1 psi.</i>	69
<i>Figura 4.12: Factor de saturación de vapor venteado</i>	72
<i>Figura 4.13: Pérdidas por trabajo en volumen de venta</i>	74

Capítulo V

<i>Figura 5.1: Datos de identificación – TK 2914</i>	86
<i>Figura 5.2: Características físicas - TK 2914</i>	86

<i>Figura 5.3: Características del lugar - TK 2914</i>	87
<i>Figura 5.4: Contenido del Tanque - TK 2914</i>	87
<i>Figura 5.5: Cálculo mensual - TK 2914</i>	88
<i>Figura 5.6: Selección del tipo de reporte - TK 2914</i>	88
<i>Figura 5.7: Datos de identificación – TK 2917</i>	89
<i>Figura 5.8: Características físicas - TK 2917</i>	89
<i>Figura 5.9: Características del lugar – TK 2917</i>	90
<i>Figura 5.10: Condiciones del tanque – TK 2917</i>	90
<i>Figura 5.11: Cálculos mensuales – TK 2917</i>	91
<i>Figura 5.12: Tipo de reporte – TK 2917</i>	91
<i>Figura 5.13: Datos de Identificación – TK 2939</i>	92
<i>Figura 5.14: Características físicas – TK 2939</i>	92
<i>Figura 5.15: Selección del lugar – TK 2939</i>	93
<i>Figura 5.16: Contenido del Tanque – TK 2939</i>	93
<i>Figura 5.17: Cálculo mensuales – TK 2939</i>	94
<i>Figura 5.18: Datos de Identificación - TK 2929</i>	94
<i>Figura 5.19: Características físicas – TK 2929</i>	95
<i>Figura 5.20: Selección del lugar – TK 2929</i>	95
<i>Figura 5.21: Contenido del tanque – TK 2929</i>	96
<i>Figura 5.22: Cálculos mensuales – TK 2929</i>	96

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo II

<i>Tabla 2.1: Parámetros de Presión para la gasolina</i>	17
<i>Tabla 2. 2: Valor de la Presión Reid en Bolivia</i>	17
<i>Tabla 2.3: Medidas Internacionales para la reducción de la Presión de Vapor Reid</i>	18
<i>Tabla 2.4: Precios internacionales de la gasolina</i>	20
<i>Tabla 2.5: Pérdidas por evaporación en el ámbito internacional</i>	21
<i>Tabla 2. 6: Oferta Nacional de la Gasolina Especial</i>	23
<i>Tabla 2.7: Producción Refinería Gualberto Villarroel</i>	23
<i>Tabla 2.8: Producción Refinería Guillermo Elder Bell</i>	24
<i>Tabla 2.9: Producción Refinería Oro Negro</i>	24
<i>Tabla 2.10: Demanda histórica de Gasolina</i>	27
<i>Tabla 2.11: Tasa de crecimiento proyecta 2006 - 2020</i>	27

Capítulo III

<i>Tabla 3.1: Valores de Factores de Emisión Por Actividad</i>	38
<i>Tabla 3.2: Valores de Factores de Emisión Por Actividad</i>	38
<i>Tabla 3.3: Factor de Transporte</i>	39
<i>Tabla 3.4: Factor de Recepcion</i>	40
<i>Tabla 3.5: Fracción de Volumen de Gasolina Especial despachado calculado</i>	40
<i>Tabla 3.6: Emisiones evaporativas por despacho de Gasolina Especial sin recuperación de vapores (lb/10³ gal)</i>	42
<i>Tabla 3.7: Emisiones evaporativas por recepción de Gasolina Especial por caída libre (lb/10³ gal)</i>	43
<i>Tabla 3.8: Total Emisiones evaporativas de Gasolina Especial por mes (lb/10³ gal)</i>	44
<i>Tabla 3.9: Fracción de pérdida por distribución y transporte de Gasolina Especial (lb/10³ gal)</i>	45
<i>Tabla 3.10: Factor de Saturación por actividad</i>	46
<i>Tabla 3.11: Tiempo promedio de Transporte</i>	48

ÍNDICE DE ECUACIONES

Capítulo III

Ecuación 3.1: Factores de Emisión.....	36
Ecuación 3.2: Contenido de Carbono.....	36
Ecuación 3.3 :contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en la mezcla.....	36
Ecuación 3.4: Poder Calorífico Neto.....	37
Ecuación 3.5: Volumen Total.....	40
Ecuación 3.6: Fracción de Recepción.....	40
Ecuación 3.7: Fracción de Despacho.....	41
Ecuación 3.8: Emisiones Evaporativas.....	42
Ecuación 3.9: Emisiones Evaporativas de recepción.....	43
Ecuación 3.10: Emisiones Evaporativas Totales.....	44
Ecuación 3.11: Porcentaje de pérdidas de evaporación.....	45
Ecuación 3.12: Densidad de vapores de gasolina.....	45
Ecuación 3.13: Perdidas por Llenado.....	47
Ecuación 3.14: Presión de Vapor Reíd.....	47
Ecuación 3.15: peso molecular para el vapor de la gasolina.....	48
Ecuación 3.16: Perdidas por transporte.....	48
Ecuación 3.17: Perdidas por descarga.....	50

Capítulo IV

<i>Ecuación 4.1: Pérdida evaporativa en un tanque.....</i>	<i>51</i>
<i>Ecuación 4.2: Pérdida de pie en un tanque de almacenamiento de techo fijo ..</i>	<i>53</i>
<i>Ecuación 4.3: Pérdida por trabajo en un tanque de almacenamiento de techo fijo</i>	<i>54</i>
<i>Ecuación 4.4: Pérdida de pie en un tanque de almacenamiento de techo flotante</i>	<i>56</i>
<i>Ecuación 4.5: Pérdida total de extracción para tanque de techo flotante</i>	<i>57</i>
<i>Ecuación 4.6: Espacio de vapor.....</i>	<i>58</i>
<i>Ecuación 4.7: Merma de un tanque de techo cónico</i>	<i>59</i>
<i>Ecuación 4.8: Altura del cono de un tanque de techo cónico</i>	<i>59</i>
<i>Ecuación 4.9: Merma de un tanque de techo tipo domo</i>	<i>59</i>
<i>Ecuación 4.10: Altura del domo de un tanque de techo tipo domo</i>	<i>59</i>
<i>Ecuación 4.11: Simplificación de la Ecuación 4.9 asumiendo que se tiene un valor de 1,0 D</i>	<i>60</i>
<i>Ecuación 4.12: Simplificación de la Ecuación 4.110 asumiendo que se tiene un valor de 1.0 D.....</i>	<i>60</i>
<i>Ecuación 4.13: Temperatura máxima diaria del ambiente</i>	<i>61</i>
<i>Ecuación 4.14: Temperatura mínima diaria del ambiente</i>	<i>61</i>
<i>Ecuación 4.15: Promedio diario de la temperatura ambiente</i>	<i>61</i>
<i>Ecuación 4.16: Rango de la temperatura ambiente diaria</i>	<i>61</i>
<i>Ecuación 4.17: Absorción solar de la superficie del Tanque.....</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 4.18: Temperatura del líquido a granel.....</i>	<i>62</i>

Ecuación 4.19: Promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido	63
<i>Ecuación 4.20: Combinación de las Ecuaciones 4.18 y 4.19</i>	63
<i>Ecuación 4.21: Rango diario de la temperatura del vapor</i>	64
<i>Ecuación 4.22: Rango de temperatura de vapor</i>	64
<i>Ecuación 4.23: Temperatura diaria máxima de la superficie del líquido</i>	64
<i>Ecuación 4.24: Temperatura diaria mínima de la superficie del líquido</i>	64
<i>Ecuación 4.25: Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido</i>	65
<i>Ecuación 4.26: Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie del líquido</i>	66
<i>Ecuación 4.27: Presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido</i>	66
<i>Ecuación 4.28: Constante A en función de la presión de Vapor Reid</i>	66
<i>Ecuación 4.29: Constante B en función de la presión de Vapor Reid</i>	66
<i>Ecuación 4.30: Pendiente de destilación ASTM-D86 al 10%</i>	67
<i>Ecuación 4.31: Constante A en función de la presión de vapor Reid, para petróleo crudo</i>	69
<i>Ecuación 4.32: Constantes B función de la presión de vapor Reid, para petróleo crudo</i>	69
<i>Ecuación 4.33: Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie de un producto petroquímico</i>	70
<i>Ecuación 4.34: Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie de un producto petroquímico</i>	70
<i>Ecuación 4.35: Presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie de un producto petroquímico</i>	70
<i>Ecuación 4.36: Rango diario de presión de vapor de almacenaje</i>	71
<i>Ecuación 4.37: Rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero</i>	71
<i>Ecuación 4.38: Factor de venteo de saturación de vapor</i>	72
<i>Ecuación 4.39: Densidad de vapor condensado almacenado a 60°F</i>	73
<i>Ecuación 4.40: Índice de rotación de existencias, en un volumen de negocios por año, N</i>	74
<i>Ecuación 4.41: Factor de pérdidas por trabajo para petróleo crudo</i>	75
<i>Ecuación 4.42: Factor de pérdidas por trabajo para derivados de petróleo</i>	75
<i>Ecuación 4.43: Factor de pérdidas por trabajo para un solo componente de un producto petroquímico</i>	75

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera siempre ha estado enfrentada con el problema de proveer almacenamiento a bajo costo para el crudo y en general para los productos refinados del petróleo, lo que está íntimamente asociado a no tener una pérdida debido a la evaporación y a las operaciones relacionadas a las transferencias hacia los tanques de almacenamiento¹. A pesar de que estas pérdidas han sido reducidas progresivamente, por medio de mejoras en la construcción y en las operaciones dentro de las plantas de almacenamiento estas siguen siendo de consideración.

Las pérdidas por evaporación en las operaciones de recepción y despacho de los combustibles líquidos se generan debido a que los equipos utilizados para dichas operaciones son obsoletos como también por falta de estandarización del manejo de los combustibles en las plantas de almacenaje y en las plantas de refinación debido a que no todas son pertenecientes a Y.P.F.B. Logística; por lo cual se generan pérdidas en los volúmenes despachados y recepcionados, pérdidas que van sumándose en cada operación y que son un perjuicio para el estado boliviano.

1.2. ANTECEDENTES

Al ser Bolivia un país en el cual no se produce el necesario crudo para ser refinado es necesario importar los combustibles líquidos como ser la gasolina y el diésel que generan una carga económica muy alta para el estado debido al incremento del parque automotor en el país y también a la mecanización de la agricultura, por lo cual es se vio desde hace tiempo la necesidad de controlar las operaciones y la infraestructura de las plantas de almacenaje.

Guanilla (2010) en su trabajo de tesis *Análisis de pérdidas por evaporización en un tanque de almacenamiento de crudo de techo fijo para justificar el cambio a techo flotante*, observó que el tipo de pintura y color del techo y cuerpo del tanque influyen directamente en las pérdidas por evaporización; ya que si las condiciones en las que se encuentra la pintura y color del tanque son malas, esto produce un aumento en el factor de absorción solar total del tanque, lo que a su vez produce un aumento en las pérdidas.

Por otro lado, el consumo de combustibles líquidos es mayor en el oriente que en el occidente y más específicamente en Santa Cruz de la sierra debido al parque automotor y a la agricultura, en esta ciudad se encuentra la planta de Palmasola operada por Y.P.F.B. Logística² que es la planta que tiene mayor movimiento de líquidos del país.

¹ Contenido cilíndrico de almacenamiento metálico sometido a normas de Diseño ASTM y API, *Definición y Clasificación de Tanques de Almacenamiento*, Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires Argentina, 2011.

² YPFB LOGISTICA S.A. es una empresa de la Corporación YPFB, cuya principal función es el Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos (Diesel Oil, Kerosene, Jet Fuel, Gasolina Especial y GLP) en todo el

La temperatura de la planta también es un factor muy importante que afecta al almacenamiento de líquidos en la Planta de Palmasola, pero es inevitable debido a que ahí se concentra la mayor distribuidora de éste producto

A la Planta Palmasola llegan cisternas provenientes de la planta Senkata de la ciudad de La Paz, Refinería Gualberto Villarroel de Cochabamba, Refinería Oro Negro de Santa Cruz además de cisternas Provenientes de Argentina y vagones cisternas de Brasil por cual existe un movimiento constante en la planta tanto de ingreso como de salida de combustibles líquidos.

Por otra parte, es necesario hacer un análisis cuantitativo de las emisiones mediante las facilidades que nos la tecnología actualmente. Es por eso que el software TANKS 4.0 trae éstos beneficios para el cálculo y control de éstas emisiones; ya que Santos [2017] en su trabajo de Maestría: *Estimación de emisiones y medición de la calidad del aire por benceno y tolueno debido a las operaciones del recinto portuario de Veracruz – México*, estimó las emisiones y evaluó la calidad del aire por dos compuestos tóxicos como son benceno y tolueno, en el Recinto Portuario de Veracruz mediante el uso del software TANKS con base en los perfiles de emisión ya determinados a través de distintas investigaciones. (Se pide aumentar antecedentes del uso del Software TANKS)

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

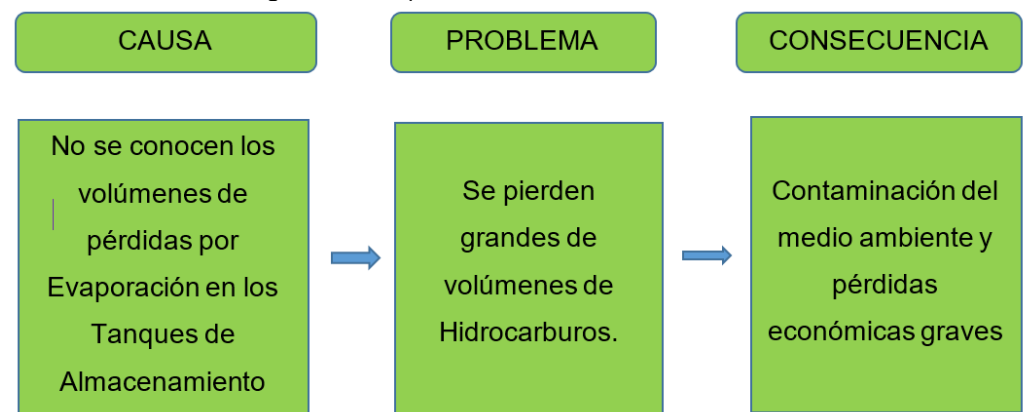
Debido al incremento del parque automotor en el país y de la automatización de la agricultura; el consumo de combustibles líquidos también se incrementó. Por ésta razón, es necesario determinar los valores de Emisión de los combustibles líquidos en las plantas de almacenamiento, mediante métodos cuantitativos de estandarización, ya que existen pérdidas durante la transferencia de los carros cisterna a los tanques de almacenamiento y también debido a las operaciones mismas para la transferencia.

En la planta Palmasola operada por Y.P.F.B. Logística ubicada en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, se reciben y se despachan grandes volúmenes de combustibles líquidos y deducción lógica y debido a la temperatura ambiente se puede deducir intuitivamente que se pierden volúmenes excesivos de líquidos y es necesario implementar un método de control de pérdidas.

A continuación, en la Figura 1.1 se detalla la causa que origina el problema del proyecto, perfilando así la consecuencia del mismo:

territorio Nacional. Cuentan con una red de Poliductos distribuidos en todo Bolivia que permiten transportar los Hidrocarburos a solicitud de sus Clientes hasta las diferentes plantas de Almacenaje desde donde luego son despachados hacia las distintas Estaciones de Servicio.

Figura 1.1: Esquema de Identificación del Problema



Fuente: Google Earth, <https://earth.google.es/>, 2019

En función al anterior gráfico, no se determina ni conocen los volúmenes de pérdidas por vapor, lo cual generan grandes pérdidas de hidrocarburos en las operaciones de operación y despacho, ocasionando contaminación y daño al medio ambiente. (Se pide detallar mejor el planteamiento del Problema, por lo cual se añadió un esquema Causa. Consecuencia)

1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En función al problema identificado en el punto 1.3.1., se puede formular la siguiente pregunta:

¿Existe un método cuantitativo en los tanques de almacenamiento de la Planta de Palmasola para determinar y controlar las pérdidas máximas y mínimas, por evaporación durante las operaciones de recepción y de despacho de combustibles para cuantificarlas y darles un valor económico?

1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar cuantitativamente las pérdidas por evaporación producidas en los tanques de almacenamiento de combustibles líquidos de la planta de Palmasola.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- A. Describir la capacidad de almacenamiento de las plantas operadas por Y.P.F.B. Logística, y las normas y procedimientos de la planta.
- B. Determinar las características de los combustibles líquidos para determinar las pérdidas por evaporación.

C. Analizar los modelos matemáticos para la estandarización de las pérdidas por vaporización en función de parámetros de control.

D. Determinar mejoras en los procedimientos para minimizar las pérdidas por evaporación

E. Realizar una evaluación automatizada de las pérdidas evaporativas mediante el uso del software TANKS, que depende de las Normas de control ASME.

F. Determinar pérdidas por evaporación totales en los 4 tanques de techo fijo de la Planta de Palmasola en barriles por año.

G. Analizar si el tipo de pintura y color del techo y cuerpo del tanque influyen directamente en las pérdidas por evaporación.

H. Calcular las pérdidas en dólares de los volúmenes de almacenamiento.

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.5.1. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Todas las dependencias técnicas, operacionales y administrativas dentro de cualquier industria, deberían encaminar sus esfuerzos para desarrollar programas que permitan identificar y reducir las pérdidas tanto en el transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

El control y reducción de pérdidas por evaporación de hidrocarburos líquidos en la industria en general, reviste un especial interés, tanto por la incidencia económica que ellos representan, así como por el impacto en el medio ambiente y en la calidad de vida de las áreas de su influencia; por esta razón la presente investigación nos permitirá conocer los diferentes factores por el cual se dan las pérdidas por evaporación en las operaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos plantas de almacenamiento del país.

Tener una herramienta programada para controlar las pérdidas beneficiará mucho en éste sector porque permitirá cuantificar las pérdidas, obtener los valores máximos y mínimos de mermas y poder tomar decisiones respecto al manejo y periodos de almacenamiento.

1.5.2. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Dado a que en el país la demanda de gasolina y diésel es mayor a la oferta y se encuentra en la necesidad de importar estos combustibles a precios internacionales y comercializarlos dentro de las fronteras con precio subvencionado es necesario minimizar las pérdidas por evaporación que se presentan en las operaciones dentro

de las plantas de almacenamiento para reducir los gastos en el cual incurre el gobierno con la subvención.

1.5.3. JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL

Este proyecto de grado evaluará y cuantificará las pérdidas por evaporación y a través de los resultados se buscará implementar metodologías ambientales para controlar la emisión de vapor a través de un análisis cualitativo como ser un diagrama de flujo para el proceso de almacenamiento con el fin de reducir daños del entorno.

1.6. ALCANCE

1.6.1. ALCANCE TEMÁTICO

El proyecto a ser desarrollado será adecuado a las asignaturas de la carrera de Ingeniería Petrolera, tales como: Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, Ecuaciones Diferenciales, Control Ambiental, Termodinámica y Programación Aplicada; tomando como base los datos e informes de pérdidas de volúmenes en el área de transporte de hidrocarburos a nivel nacional e internacional.

El proyecto sólo aplica modelos empíricos basados en leyes de la termodinámica y ecuaciones diferenciales sin ninguna experimentación demostrada, ya que aún no es necesario para el grado de licenciatura.

También se trata de representar con modelos matemáticos el análisis de las pérdidas por vaporización, determinando también los periodos donde se presentan mayores pérdidas para poder tomar decisiones a l respecto.

1.6.2. ALCANCE TEMPORAL

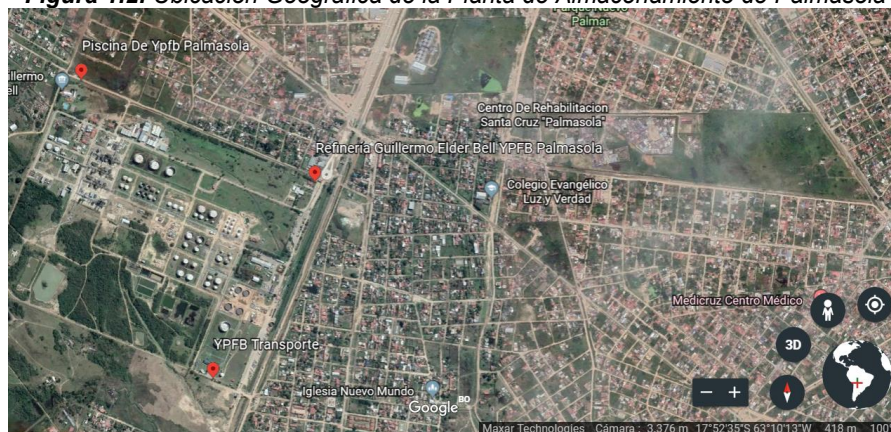
El proyecto utiliza datos de 2016 y se enfoca en el funcionamiento presente del sector de almacenamiento de la Planta de Palmasola.

El proyecto se llevará a cabo en la presente gestión a hasta finales de octubre para poder estimar valores para 2020 y 2021.

1.6.3. ALCANCE GEOGRÁFICO

El proyecto se lleva a cabo en la Planta de almacenamiento de Palmasola que se encuentra a 25 Km de la ciudad de Santa Cruz, cerca a las instalaciones de la Refinería Guillermo Elder Bell. Sus coordenadas de ubicación son al Sur $17^{\circ}53'05''$ y al Oeste $65^{\circ}11'08''$.

Figura 1.2: Ubicación Geográfica de la Planta de Almacenamiento de Palmasola



Fuente: Google Earth, <https://earth.google.es/>, 2019

1.7. LIMITACIONES

El Proyecto solo se limita a datos de la Planta de Palmasola y hace uso del Software TANKS 4.0 No se hará ningún análisis predictivo ni económico profundo debido a que no es el objetivo principal del proyecto.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. GENERALIDADES

2.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS GASOLINAS

La gasolina es un derivado del petróleo y en otros casos es el resultado de la compresión del gas natural.

La gasolina es una mezcla compleja volátil de hidrocarburos líquidos con un intervalo de ebullición de 50 a 200 o C, predominando las parafinas (hidrocarburos alifáticos) en muchos tipos de ellas. Es llamado comúnmente como carburante, cuya combustión en presencia de aire permite el funcionamiento de los motores de combustión interna de encendido por chispa eléctrica, obedeciendo las leyes de Carnot para el funcionamiento del motor y proporcionarle energía al mismo.

Una característica principal de la gasolina es el octanaje o el Número de octano, el cuál es una escala que mide la capacidad antidetonante de la gasolina cuando se comprime dentro del cilindro de un motor. Es una propiedad esencial en los carburantes utilizados en los motores de encendido por desarrollo de arco voltaico entre los electrodos de las bujías y que siguen un ciclo termodinámico en el que su comportamiento se asemeja al descrito por el Ciclo Otto³.

2.1.1.1. Características físicas de las gasolinas

2.1.1.1.1. Densidad

Esta propiedad es la masa del carburante con respecto al volumen del mismo; y varía con la temperatura. Lo más importante es emplear siempre gasolinas con la misma densidad. Variar el carburante puede repercutir en el rendimiento de un motor.

2.1.1.1.2. Presión de vapor

La presión de vapor mide la tendencia de las moléculas a escaparse de una fase líquida, para generar una fase vapor en equilibrio termodinámico. Es una función creciente de la temperatura y es específica de cada cuerpo puro.

La presión de vapor de las gasolinas está relacionada con una magnitud llamada "Presión de Vapor Reid" (PVR)⁴, que viene hacer aproximadamente la presión de vapor verdadera de la gasolina, el cual determina la facilidad de encendido de los vehículos.

³ Morcillo, Jesús (1989). *Temas básicos de química*. Alhambra Universidad. p. 524.

⁴ *Apuntes de Termodinámica*, Verónica Guzmán, 2015 (Pg. 28)

Su determinación se basa en el método establecido en la norma ASTM D323. Figura 2.1 Equipo para la Determinación de la Presión de Vapor Reid Fuente: Petroperú

2.1.1.1.3. Punto de vaporización (destilación atmosférica)

Esta propiedad se relaciona con la composición de la gasolina, su volatilidad y su presión de vapor. Indica la temperatura a la cual se evapora un porcentaje determinado de gasolina, tomando una muestra de referencia. Esto se realiza empleando el procedimiento descrito en la norma ASTM D-86.

2.1.1.1.4. Contenido de azufre

Esta propiedad se encuentra altamente relacionada con la cantidad poseída de azufre (S) presente en el producto. Dentro de la cantidad, se encuentran determinados promedios y estadísticas en la cual en producto no puede sobrepasar o resaltar, ya que si esto sucede la gasolina puede tener efectos corrosivos sobre las partes metálicas del motor y sobre los tubos de escape. A su vez, al salir por el tubo de escape, esta produce un alto grado de contaminación en el ambiente, produciendo a su vez las conocidas lluvias ácidas.

Las especificaciones de azufre en las gasolinas están limitadas a 0.1% en masa. Su determinación se basa en el método establecido en la norma ASTM D2622. Adicionalmente el efecto corrosivo que pueda ocasionar se determina con el ensayo de Corrosión a la Lámina de Cobre (ASTM D-130).

2.1.1.1.5. Color de las gasolinas

En gasolinas, es un criterio de identificación de octanaje, realizada de forma visual. Por otro lado, el color ASTM de las gasolinas no influye en su calidad, grado de fraccionamiento, octanaje u otro. En el mercado peruano, la coloración de las gasolinas es la siguiente: Amarillo para las gasolinas de 84 octanos, Violeta para las gasolinas de 90 octanos, Azul para las gasolinas de 95 octanos y sin colorante para las gasolinas de 97 octanos.

2.1.1.2. Octanaje (número de octano)

El octanaje se la define como la principal propiedad de la gasolina ya que está altamente relacionada al rendimiento del motor del vehículo. El octanaje se refiere a la medida de la resistencia de la gasolina a ser comprimida en el motor. Esta se mide como el golpeteo o detonación que produce la gasolina comparada con los patrones de referencia conocidos de iso-octano y n-heptano, cuyos números de octano son 100 y cero respectivamente.

Con respecto a la combustión, esta, en condiciones normales se realiza de manera rápida y silenciosa, pero cuando el octanaje es inadecuado para el funcionamiento del motor, la combustión se produce de manera violenta causando una explosión o detonación que por su intensidad puede causar daños serios al motor del vehículo.

Existen dos formas de medir el octanaje: el RON (Research Octane Number), y el MON (Motor Octane Number) los cuales difieren entre sí por las condiciones en las que se realizan las mediciones.

2.1.1.2.1. Research Octane Number (RON)

El valor del RON, nos da a conocer el comportamiento de la gasolina en un motor corriendo a una baja velocidad de 600 revoluciones por minuto (rpm) y a una temperatura (entrada) de aire de 51,7 o C. El ensayo empleado para la determinación del RON se realiza mediante el procedimiento descrito en la norma ASTM D-2699.

2.1.1.2.2. Motor Octane Number (MON)

El valor del MON, nos da a conocer el comportamiento de la gasolina en un motor corriendo a una alta velocidad de 900 revoluciones por minuto (rpm) y a una temperatura (entrada) de aire de 149 o C.

El ensayo empleado para la determinación del MON se realiza mediante el procedimiento descrito en la norma ASTM D-2700.

2.1.2 COMPOSICIÓN DE LA GASOLINA

En la destilación del petróleo crudo, la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene, conformada por una mezcla de hidrocarburos comprendidos entre el butano C4 y el decano C10.

En una gasolina, existen 5 tipos de compuestos que pueden estar presentes, siendo estos las parafinas normales o ramificadas, ciclopentanos, ciclohexanos, benceno y sus derivados. De estos componentes, aquellos que se encuentren en mayor porcentaje determinaran las características de la gasolina. Los hidrocarburos que conforman las gasolinas motor son las parafinas, isoparafinas, naftenos y aromáticos. Las isoparafinas y los aromáticos aportan el mayor octanaje a las gasolinas.

A continuación, se detallan la composición de algunas gasolinas en la industria

Figura 2.1: Componentes de algunas gasolinas

Componentes de la gasolina (%)					
OCTANAJE	Parafinas	Isoparafinas	Aromáticos	Naftalenos	Oleofinas
Octanaje 87	9,59	38,34	38,61	6,1	7,36
Octanaje 89	9,06	38,13	43,36	3,84	5,6
Octanaje 92	7,48	39,68	43,36	3,26	6,22
JP-4 Jet	29,34	31,02	23,9	13,16	2,58
P. Aviación	3,33	74,22	21,92	0,51	0,01

Fuente: Derivados del Petróleo, CONOE, 2012

2.1.2.1. Contenido de compuestos de elevadores de octanaje

Estos compuestos llamados aditivos son sustancias que se agregan a las gasolinas para incrementar su octanaje. El aditivo más comúnmente conocido es el tetraetilo de plomo (TEP); este producto impide que la gasolina explote dentro de los cilindros del motor con demasiada rapidez.

Desafortunadamente los efectos secundarios de utilizar este tipo de gasolina hacen que los convertidores catalíticos se obstruyan y sean inoperables en minutos, sobre todo la mayor desventaja es que la Tierra se cubre de una delgada capa de plomo, el cual es tóxico para los seres vivos incluyendo al hombre.

Otro aditivo utilizado es el Metil-ter-butil-éter o MTBE, una molécula creada a partir del metanol. Sus propiedades son que pueden incrementar el índice de octano en las gasolinas y que es un oxigenado, lo que significa que le adhiere oxígeno a la reacción cuando hace combustión, idealmente un oxigenado reduce la cantidad de hidrocarburos que no son quemados y la cantidad de monóxido de carbono aunque no producen energía, pero por su estructura son antidetonantes por lo que son buenos substitutos de los aromáticos y reducen la formación de smog. El problema con el MTBE es que es cancerígeno, altamente volátil y soluble en agua. Si los contenedores subterráneos de gasolina en las estaciones de servicio tienen alguna fuga y la gasolina que contiene MTBE se infiltra en mantos acuíferos el agua se contamina. El MMT, siglas del metilciclopentadienil tricarbonil manganeso, es un compuesto órgano-metálico, reconocido como uno de los aditivos antidetonantes de las gasolinas más utilizados a nivel internacional, debido a que es inocuo para los sistemas de control de emisiones de los automóviles. Otros aditivos se fabrican a base de hierro y níquel asociados con una molécula orgánica, pero su uso ha sido limitado.

Además de los elevadores de octanaje hay otros aditivos que ayudan al mantenimiento y operación del motor como son los estabilizadores de la gasolina, los antioxidantes, los inhibidores de la corrosión, etc.

2.1.2.2. Contenido de aromáticos, olefinas y benceno

Los compuestos aromáticos son hidrocarburos insaturados que presentan uno o más anillos bencénicos en su molécula. Éstos eran utilizados en más de 40% en volumen del total de la gasolina, pero ahora han sido reducidos a menos del 25% en el mercado, son muy tóxicos, pero con índices de octanaje muy deseables.

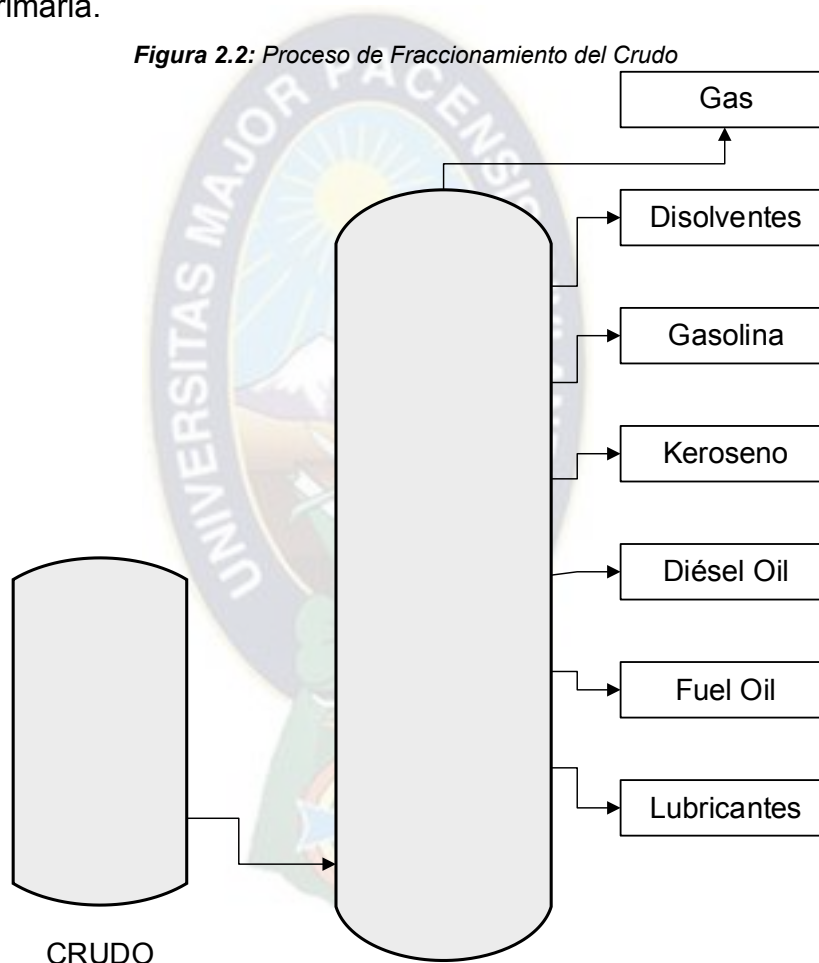
Las olefinas son hidrocarburos insaturados que presentan uno o más enlaces dobles en su estructura de carbono. Son sustancias muy reactivas, tóxicas y son limitados a porcentajes bajos en las gasolinas, oscilando entre 10 a 15% en volumen.

El benceno es un hidrocarburo aromático con un anillo de seis carbonos sin ramificaciones. Es una sustancia cancerígena, causante de una variedad de desórdenes sanguíneos. El contenido de benceno en las gasolinas está en un máximo de 1% en volumen.

2.1.3. PROCESOS DE OBTENCIÓN DE LAS GASOLINAS

2.1.3.1. Destilación

El proceso de Destilación o Separación por fraccionamiento es el primer proceso al cual se somete el crudo efectuándose en las torres de fraccionamiento o de destilación primaria.



Fuente: Elaboración Propia en Base al Programa Visio – 2016

Para ello, primero se calienta el crudo a 400 °C (dependiendo la Presión Atmosférica) para que entre vaporizado a la torre de destilación (Ver Figura 2.2.). Aquí los vapores suben a través de pisos o compartimentos que impiden el paso de los líquidos de un nivel a otro. Al ascender por los pisos los vapores se van enfriando.

Este enfriamiento da lugar a que en cada uno de los pisos se vayan condensando distintas fracciones, cada una de las cuales posee una temperatura específica de licuefacción.

Los primeros vapores que se licúan son los del gasóleo pesado a 300 °C aproximadamente, después el gasóleo ligero a 200 °C; a continuación, la kerosina a 175 °C, la nafta y por último, la gasolina y los gases combustibles que salen de la torre de fraccionamiento todavía en forma de vapor a 100 °C. Esta última fracción se envía a otra torre de destilación en donde se separan los gases de la gasolina.

Ahora bien, en esta torre de fraccionamiento se destila a la presión atmosférica, o sea, sin presión. Por lo tanto, sólo se pueden separar sin descomponerse los hidrocarburos que contienen de 1 a 20 átomos de carbono.

Para poder recuperar más combustibles de los residuos de la destilación primaria es necesario pasarlos por otra torre de fraccionamiento que trabaje a alto vacío, o sea a presiones inferiores a la atmosférica para evitar su descomposición térmica, ya que los hidrocarburos se destilarán a más baja temperatura.

En la torre de vacío se obtienen sólo dos fracciones, una de destilados y otra de residuos.

De acuerdo al tipo de crudo que se esté procesando, la primera fracción es la que contiene los hidrocarburos que constituyen los aceites lubricante y las parafinas, y los residuos son los que tienen los asfaltos y el combustóleo pesado.

2.1.3.2. Craqueo Catalítico

Llamado también Cracking Catalítico en Lecho Fluido (FCC), es un proceso que transforma moléculas de elevado peso molecular en hidrocarburos más ligeros operando en fase gaseosa y baja presión, se utiliza el catalizador como sólido portador de calor. La temperatura de reacción es de 500-540 °C y el tiempo de residencia del orden de segundos.

Las cargas para este proceso tan flexible son generalmente los gasóleos de vacío (GOV), aceites desasfaltados, residuos atmosféricos hidrotratados o no, así como subproductos de otros procesos, tales como: destilados de viscorreducción y coquización, residuos de hidro craqueo, mezclados con la carga principal.

Los productos de conversión del craqueo catalítico⁵ son altamente olefínicos en las fracciones ligeras y altamente aromáticos en las pesadas. Las impurezas (S,N) contenidas en los gases dependen directamente de las características de la carga utilizada.

⁵ Cátedra de Procesos Industriales, *Craqueo Catalítico*, Universidad Tecnológica Nacional . Facultad Regional Rosario, Dpto de Ingeniería Química.

Los principales productos son:

- A. Gases licuados (propano, propileno, butanos, butenos) que pueden ser a su vez cargados a las unidades de MTBE, ETBE, alquilación, dimerización, polimerización tras el endulzamiento y/o hidrogenación selectiva.
- B. Gasolinas de buen índice de octano (RON 91-93, MON 79-81) que se envían tras el endulzamiento al pool de gasolinas. La fracción ligera C5 puede ser eterificada (TAME), la fracción central (75-125 o C), de peor calidad, puede enviarse al reformado catalítico, mientras que la pesada (125-210 o C), fuertemente aromática y alto número de octano, se envía al pool de gasolinas.
- C. Un corte de destilado ligero (aceite cíclico ligero – LCO) parecido al gasóleo, pero de alta aromaticidad y bajo número de cetano. Los subproductos del FCC son:
 - D. Gases de refinería.
 - E. Residuo (Slurry) o aceite cíclico pesado (HCO) utilizado como combustible de refinería.
 - F. El coque depositado sobre el catalizador que se quema en el regenerador produce energía (electricidad, vapor) y el calor necesario para la reacción.

2.1.3.3. Isomerización

Se entiende por isomerización a la transformación de la estructura molecular en otra (isómero) cuyos átomos componentes son los mismos pero dispuestos en una estructura geométrica distinta.

Como los isómeros pueden tener diferentes propiedades tanto físicas como químicas, la transformación ofrece la posibilidad de una mejora en las características del producto. La isomerización tiene como objetivo transformar las n-parafinas en isoparafinas, ya sea para preparar productos requeridos para transformaciones: nC4 e iC4 destinadas a alquilación; ya sea para aumentar el número de octano MON y RON de los productos ligeros del pool de gasolinas, tales como las fracciones C5 o C5-C6 de destilación atmosférica del crudo o las naftas ligeras de procesos de conversión, de bajo número de octano. Los productos finales son las isoparafinas: isopentano y los isómeros de C6 principalmente los 2,2 y 2,3 dimetilbutano. La isomerización puede ser simple “once-through” (configuración de un paso) o con reciclo de la fracción no transformada después de hacer una separación de los componentes deseados, bien por destilación o por adsorción en tamices moleculares.

Los procesos de isomerización presentan gran flexibilidad en la composición de la carga, es decir, se puede variar la configuración de la carga una vez construida la unidad.

No se precisan en general tratamientos específicos para la carga a la isomerización salvo desulfuración y secado, dependiendo del tipo de catalizador a emplear, ni se requiere un pre-fraccionamiento estricto para la eliminación de componentes C6 cíclicos o C7 salvo presencia de cantidades grandes de benceno, ciclohexanos e hidrocarburos con más de 7 átomos de carbono. La presencia de estas combinaciones en una carga hacia la unidad de isomerización causa una disminución en el rendimiento. Los % en peso (%wt) permitido para la carga son: menos de 2% benceno, 1 a 2% ciclohexanos y menos de 2% hidrocarburos C7 a más.

2.1.3.4. Reformado

La reformación catalítica es un proceso químico utilizado en el refino del petróleo. Es fundamental en la producción de gasolina. Su objetivo es aumentar el número de octano de la nafta pesada obtenida en la destilación atmosférica del crudo. Esto se consigue mediante la transformación de hidrocarburos parafínicos y nafténicos en isoparafínicos y aromáticos. Estas reacciones producen también hidrógeno, un subproducto valioso que se aprovecha en otros procesos de refino.

Para ello se utilizan altas temperaturas (490-530 °C), presiones moderadas (10-25 bar) y catalizadores sólidos de platino y otros metales nobles soportados sobre alúmina.

Este proceso se lleva a cabo en unidades diseñadas al efecto y que con frecuencia adoptan nombres registrados. El más extendido es el de Platformado, cuya licencia pertenece a UOP (Universal Oil Products), empresa estadounidense que empezó a comercializarla en 1949. Otras empresas de ingeniería también licencian este proceso (p.ej. el antiguo Instituto Francés del Petróleo, que ahora se llama Axens) y algunas de las grandes empresas del petróleo disponen de diseños propios.

Las unidades de reformado catalítico constan generalmente de tres secciones fundamentales:

- Hidrotratamiento de nafta
- Reformado catalítico propiamente
- Estabilización y fraccionamiento

2.1.3.4.1. Hidrotratamiento de nafta

Tiene como objetivo eliminar el azufre y nitrógeno de la nafta pesada. Es imprescindible dado que son venenos para el catalizador de platino. La nafta pesada se mezcla con hidrógeno.

La unidad consta de depósito y bomba de carga, tren de precalentamiento, horno, reactor en lecho fijo con catalizador sólido tipo cobalto/molibdeno sobre alúmina.

El efluente del reactor, una vez recuperada parte de su energía en el tren de precalentamiento de la carga, se enfría en un aerorrefrigerante y se envía al separador de alta presión (depende la base de diseño puede ser uno o dos separadores de alta). De allí pasa a la columna de stripping donde se eliminan por cabeza los gases producto de la reacción (H_2S , NH_3 , H_2O). La nafta pesada desulfurada sale por el fondo de la columna de stripping y es alimentada a la unidad de reformado propiamente dicha.

2.1.3.4.2. Unidad de reformado

La nafta desulfurada se mezcla con una corriente de hidrógeno de reciclo y después de ser precalentada en un tren de intercambio, pasa al horno de carga donde vaporiza completamente. De allí entra en los reactores de reformado. Es un proceso muy endotérmico, por lo que se lleva a cabo en varios reactores en serie entre los que hay intercalados hornos de recalentamiento.

En las unidades más antiguas los reactores (tres o cuatro) son de lecho fijo. En este tipo de reactor el catalizador se desactiva con el tiempo, debido a la formación de coque que se deposita sobre los centros activos de platino y los bloquea. Por ello es necesario parar la unidad cada dos o tres años para regenerarlo con la pérdida de producción que ello supone.

En 1971 UOP introdujo la variante denominada CCR (Continuos Catalyst Reforming), donde los reactores son de lecho móvil descendente, y que permite la regeneración continua del catalizador de platino. Para ello se utiliza un reactor adicional donde se produce la combustión del coque con aire. Además, dado que el coque ya no es un problema, el CCR se diseña para trabajar a menor presión y mayor temperatura, lo que permite obtener un producto con un número de octano mayor que en el proceso original.

Después de los reactores el producto se enfría y depresiona para separar el hidrógeno del producto líquido de la reacción.

2.1.3.4.3. Sección de estabilización y fraccionamiento

El producto líquido se estabiliza en una columna dedicada al efecto, separándose en ella el gas y gas licuado del petróleo (GLP) que salen por cabeza y el reformado, que sale por fondo. Este reformado tiene un contenido en benceno alto, en torno al 5%, por lo que es muy frecuente que se fraccione obteniéndose un reformado ligero, un concentrado bencénico y un reformado pesado.

El benceno es un compuesto cancerígeno y que la legislación de la mayoría de los países limita en la gasolina comercial. Por tanto el concentrado bencénico se vende como materia prima petroquímica mientras que los reformados ligeros y pesados

son usados como componentes mayoritarios de la gasolina producida en la refinería.

2.1.3.5. Alquilación

La alquilación es un proceso que permite producir productos de alto índice de octano (RON y MON) a partir de olefinas ligeras (C3 = , C4 = , C5 =) por adición del isobutano en presencia de un ácido fuerte (H₂SO₄ o HF).

La carga proviene normalmente del craqueo catalítico fluidizado (FCC), así como de las operaciones de coquización y viscorreducción; y el isobutano proviene del reformado catalítico. Los productos de la reacción son alquilatos consistente en una mezcla de isoparafinas (C7 - C8) y que resulta uno de los mejores componentes de la gasolina por su alto número de octano (96 RON típico) y baja presión de vapor.

Los subproductos son las n-parafinas que no reaccionan. Un aspecto importante a tener en cuenta es el efecto de las impurezas contenidas en la carga sobre el proceso de alquilación, por lo que resulta necesario un pretratamiento efectivo antes de su utilización en el proceso. Las impurezas más habituales son los compuestos de azufre, los compuestos oxigenados, butadieno y agua. Todos ellos tienden a la formación de aceites solubles en el ácido, con lo que aumenta el consumo de ácido y empeora la reacción.

El azufre se suele eliminar mediante un tratamiento con Merox o bien un lavado cáustico. El agua se elimina mediante secado en tamices moleculares. El butadieno se elimina por hidrogenación selectiva de las di-olefinas sin que se hidrogenen las monoolefinas.

Los compuestos oxigenados que proceden de la mezcla de butenos normales después de pasar por la unidad de MTBE (alcoholes o dimetil eter) o bien directamente del FCC, se pueden eliminar mediante adsorción selectiva o por destilación.

2.2. DEFINICIÓN DE LA VOLATILIDAD Y PRESIÓN DE VAPOR REÍD

2.2.1. VALORES DE LA PRESIÓN REÍD EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

La presión de Vapor Reid es el punto de la curva de destilación donde se genera la presencia de volátiles en el crudo.

Desde hace años, se desarrolló una prueba de Presión Reid (PVR). La cuál el procedimiento de prueba para determinar la presión de vapor del aceite crudo, condensados gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques atmosféricos⁶.

⁶ Norma ASTM D3323

Para hallar la presión de vapor Reid se necesita calcular primero la Presión de Vapor normal de la mezcla de hidrocarburos que es igual a la sumatoria de las presiones parciales multiplicados por la fracción molar

La Presión de Vapor Reid se por la siguiente ecuación:

$$RPV = e^{(A - \frac{B}{T+C})}$$

$$A = A_1 - A_2 \ln(\text{Presión de Vapor})$$

$$B = B_1 - B_2 \ln(\text{Presión de Vapor})$$

A continuación, se presentan valores que relacionan la presión de vapor y la presión de vapor Reid:

Tabla 2.1: Parámetros de Presión para la gasolina

Parameters	TVP Calculation			RVP Calculations		
	ALL	Motor Gasoline	Natural Gasoline	ALL	Motor Gasoline	Natural Gasoline
FPS						
A ₁	9.4674	9.4286	9.4964	-9.6591	-9.4054	-9.9343
A ₂	-0.9445	-0.9658	-0.9324	-1.0347	-1.0230	-1.0394
B ₁	5211.0	5217.6	5172.2	-5316.4	-5204.9	-5419.4
B ₂	16.014	17.820	5.359	-4.5620	-12.5099	9.3582
C	459.67	459.67	459.67	459.67	459.67	459.67
AAPD	1.23	1.06	0.98	1.26	1.06	1.06
MAPD	4.00	3.46	3.15	4.10	3.23	3.08
AAD, psi	0.271	0.135	0.333	0.207	0.094	0.281
SI						
A ₁	9.5745	9.4947	9.6269	-9.7262	-9.4498	-10.0103
A ₂	-0.9445	-0.9658	-0.9324	-1.0347	-1.0230	-1.0394
B ₁	2912.19	2917.76	2879.21	-2958.46	-2905.02	-3000.71
B ₂	8.8969	9.9001	2.9768	-2.5344	-6.9499	5.1990
C	273.15	273.15	273.15	273.15	273.15	273.15
AAPD ¹	1.23	1.06	0.98	1.26	1.06	1.06
MAPD ²	4.00	3.46	3.15	4.10	3.23	3.08

Fuente: Campbell, PetroSkills, 2012

2.2.2. VALOR DE LA PRESIÓN REID EN BOLIVIA

En Bolivia el valor de la presión Reid⁷ se encuentra establecida en el Reglamento de Calidad de Carburantes y Lubricantes como:

Tabla 2. 2: Valor de la Presión Reid en Bolivia

PRUEBA	ESPECIFICACION	UNIDAD	METODO ASTM
Tensión vapor Reid a 100°F (38°C)	9.5 máx.	Lb/plg ²	D-323

Fuente: Decreto Supremo N° 24673. Bolivia: Consejo de Ministros; 1997

⁷ Datos obtenidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014

2.2.3. MEDIDAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REÍD.

En el ámbito jurídico se reseñan algunas de las normas promulgadas por los países para promover la reducción de la RVP y contaminantes como azufre, benceno y olefinas de las gasolinas distribuidas. La tabla 4 resume estas normas.

Tabla 2.3: Medidas Internacionales para la reducción de la Presión de Vapor Reid

PAIS	TIPO DE NORMA	NUMERO	FECHA	ENTIDAD	OBJETO
Argentina	Decreto Nacional	2407	1983	Secretaria de minas y energia	Norma de seguridad de combustibles
Argentina	Resolucion	222/2001	2001	Secretaria de Minas y energ.	Regulación calidad de la gasolina
Bolivia	Resolución Administ.	SSDH No 0383	1999	SuperHidroCar	Precios máximos de gasolina
Bolivia	Resolucion Administ.	SSDH No 0190	2002	SuperHidroCar	Reglamento calidad de combustibles liquidos distribuidos
Bolivia	Resolución Administ.	SSDH No 0403	2003	SuperHidroCar	Valores de perdida porcentual de gasoline por transporte
Bolivia	Resolución Administ.	SSDH No 0083	2003	SuperHidroCar	Fijación de precios de gasolina
Chile	Decreto Supremo	379	1985	Min. Economía	Reglamento de seguridad en manipulación de combustibles
Chile	Decreto Supremo	90	1996	Min. Economía	Reglamento de Transporte y comercialización de combustibles
Costa Rica	Decreto	28624	1996	MINAE	Control distribución y almacenamiento combustibles
Ecuador	Acuerdo Ministerial	347. RO/ Sup. 998	1996	Ministerio Energia	Transporte y comercialización de combustibles
España	Real decreto	2115	1998	Ministerio Industria	Reglamentación de transporte mercancías peligrosas en carretera

España	Real Decreto	2102	1996	Ministerio Industria	Control de COV por almacenamiento de gasolina
España	Real decreto	1437	2002	Ministerio Ciencia	Control de COV en vehículos Cisterna
Mexico	NOM	PA-CCAT 023	1993	SDS	Regulación de control de vapores en estaciones
Mexico	NOM	93 - ECOL	1995	S. Medio Amb	Control de vapores en estaciones
Mexico	NOM	092 - ECOL	1995	S. Medio Amb	Requisitos instalación de sistemas de recuperación de vapores
Peru	Norma Técnica	NTP 321.088	2002	INDECOPI	Método Reid para presión de vapor de combustibles
Peru	Norma Técnica	NTP 321.102	2002	INDECOPI	Especificaciones de la gasolina Motor

Fuente: Determinación de la contaminación ambiental debida al porcentaje de evaporación en las gasolinas colombianas, Bogotá d.c.; 2004

2.2.3.1. Medidas técnicas para la reducción de la presión Reid.

Dentro de las medidas técnicas para la disminución de la RVP se tienen tecnologías implementadas en Estados Unidos por diversas refinerías que consisten en: i) la instalación de debutanizadores, que tienen como función retirar los hidrocarburos de bajo peso molecular (principalmente C4, así como parte de C3 y C5), ii) mejoramiento de los sistemas de destilación atmosférica con el fin de aumentar la fracción de hidrocarburos livianos recuperados, iii) Optimización de los debutanizadores y torres de destilación existentes para maximizar la recuperación de hidrocarburos volátiles.

La disminución de la RVP también puede efectuarse mediante el empleo de plantas de alquilación de olefinas y parafinas con el fin de disminuir el contenido de compuestos de bajo peso molecular sin necesidad de recurrir al retiro de estos compuestos; cabe anotar que en el caso de las parafinas el proceso de alquilación consiste en el cambio del arreglo molecular del hidrocarburo con el fin de disminuir su presión de vapor. El butano y propano se transforma en propileno y butileno

mediante un proceso catalítico en fase continua, utilizando como catalizador H₂SO₄ ó HF, para producir un alquilato de muy alto octano y bajo RVP.

2.2.4. PRECIOS INTERNACIONALES DE LA GASOLINA

A continuación, se detallan los siguientes precios internacionales de la gasolina

Tabla 2.4: Precios internacionales de la gasolina

PAIS	Dólares/litro	Bs./litro
Reino Unido	2.21	15.19
Países Bajos	1.99	13.65
Noruega	1.94	13.30
Bélgica	1.84	12.61
Dinamarca	1.84	12.61
Alemania	1.78	12.20
Portugal	1.76	12.07
Finlandia	1.74	11.92
Francia	1.72	11.80
Suecia	1.72	11.80
Hungría	1.49	10.22
Polonia	1.49	10.22
Suiza	1.37	9.38
España	1.36	9.33
Grecia	1.30	8.91
Italia	1.27	8.71
Lituania	1.25	8.57
Japón	1.10	7.55
Estados Unidos	0.76	5.23
Rusia	0.71	4.86
México	0.63	4.32
China	0.58	3.97
Nigeria	0.51	3.48
Arabia Saudí	0.12	0.82
Venezuela	0.05	0.34
Bolivia	0.55	3.74

Fuente: Banco Mundial. Indicadores de Desarrollo Mundial. Estados Unidos: Banco Mundial; 2012. [Consultado 2 veces]; disponible en: <http://datos.bancomundial.org/indicador/EP.PMP.SGAS.CD>

En la tabla 6 se puede observar que el precio de la gasolina en Bolivia es una de los más bajos en el mundo debido a la subvención del estado.

2.2.5. RECONOCIMIENTO DE LAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

Las pérdidas por evaporación en la distribución y mercadeo de gasolina, son reconocidas en algunos países con el propósito de integrarlas a la normatividad ambiental y política petrolera de cada país. Las pérdidas por evaporación de la gasolina son variables para cada región, ya que dependen del sistema de almacenamiento y transporte, así como la calidad y estado de los equipos donde se manipula la gasolina.

Estas pérdidas son reconocidas económicamente en muy pocos países y la legislación vigente tiende a reconocerlas solo desde el punto de vista ambiental. En la tabla 6 se muestra la valoración de éstas pérdidas en algunos países y regiones.

Tabla 2.5: Pérdidas por evaporación en el ámbito internacional

Actividad	% del total de gasolina	Fuente
COMUNIDAD EUROPEA (Normatividad ambiental)		
Almacenamiento	0.0100	Directiva 94/63/CE
Depósitos móviles	0.0050	Directiva 94/63/CE
Carga y descarga de depósitos móviles	0.0100	Directiva 94/63/CE

Fuente: Determinación de la contaminación ambiental debida al porcentaje de evaporación en las gasolinas colombianas, Bogotá d.c.; 2009

2.3. SISTEMAS DE RECOLECCION Y RECUPERACION DE VAPORES EN LAS PLANTAS DE ALMACENAMIENTO

El procesamiento de los vapores⁸ en las plantas de almacenamiento, incorpora las alternativas de recuperar los vapores con retorno al tanque base, y de eliminarlos con combustión u oxidación térmica. Entre los sistemas con recuperación de vapores, existen las siguientes tecnologías disponibles:

2.3.1. COMPRESIÓN/REFRIGERACIÓN/ABSORCIÓN (CRA)

Consiste en una absorción en gasolina de vapores a presión

2.3.2. REFRIGERACIÓN DIRECTA (DF)

Consiste en una condensación de los vapores de gasolina mediante refrigeración mecánica.

⁸ José G. Delgado, *Caracterización de crudos y productos petroleros*, Pg 23

2.3.3. ADSORCIÓN/DESORCIÓN REGENERATIVA CON VAPOR.

Consiste en dos adsorbedores cargados con carbón activado que operan alternativamente. La corriente rica en vapores se adsorbe primero hasta saturación, y luego se desadsorbe con vapor de baja presión, recuperándose los vapores de gasolina en un condensador enfriado por agua. Este procedimiento podría necesitar una unidad adicional de tratamiento del condensado recuperado.

2.3.4. ADSORCIÓN/ABSORCIÓN

Los vapores de gasolina se adsorben en carbón activado, del cual se adsorben en vacío y con purgas de aire, y se recuperan absorbiéndolos con gasolina fresca.

2.3.5. OXIDACIÓN TÉRMICA

Entre los sistemas de eliminación de vapores se encuentran también los procesos de oxidación térmica o incineración en los cuales hay una combustión completa de los vapores, apoyada con combustible adicional que puede ser gas natural o licuado. Hay sistemas de antorcha abierta o cerrada, dependiendo si la combustión se produce con llama visible a la atmósfera o en una cámara de combustión cerrada.

La eficiencia de control de las unidades de recuperación de vapores desde los camiones, durante el llenado en las plantas, es del orden del 90 – 99% dependiendo principalmente de la naturaleza de los vapores y del tipo de dispositivo utilizado para el control de emisiones.

Sin embargo, hay que hacer notar que sólo un 70 – 90% de estos vapores desplazados llegará a la unidad de recuperación o eliminación, debido a las pérdidas por filtraciones tanto en el camión como en el sistema recolector. Se podrá asumir una eficiencia de control de 90%, sólo si los camiones tanques tienen una revisión anual para detectar filtraciones; en caso contrario se recomienda considerar una eficiencia de recuperación de 70%.

2.4. EVALUACION DE LOS VOLUMENES DE GASOLINAS

2.4.1. OFERTA Y DEMANDA HISTÓRICA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN BOLIVIA

La oferta y demanda de hidrocarburos líquidos fue analizada y proyectada por YPFB Corporación y se observa el comportamiento histórico de la Gasolina Especial

Tabla 2. 6: Oferta Nacional de la Gasolina Especia

GUALBERTO VILLARROEL				
AÑO	2009	2010	2011	2012
ENERO	38966.13	47175.3	44884.8	44868.6
FEBRERO	45090.81	45152.82	41972.9	41664.3
MARZO	38002.59	42715.35	41169.1	44941
ABRIL	41537.16	48663.54	41394.4	45500.9
MAYO	38794.41	31057.47	40224.4	49145.1
JUNIO	46087.74	51864.21	15873.9	43816.7
JULIO	42414.84	50056.38	48968.8	46592.8
AGOSTO	40411.44	44475.48	43196.8	51136.2
SEPTIEMBRE	46249.92	42796.44	49248.4	45826.9
OCTUBRE	41665.95	44604.27	44809.7	12803.9
NOVIEMBRE	39114	44542.26	47483.1	46830.8
DICIEMBRE	43616.88	42333.75	47244	
TOTAL	501951.87	535437.27	506470.3	473127.2

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 2.7: Producción Refinería Gualberto Villarroel

GUALBERTO VILLARROEL				
AÑO	2009	2010	2011	2012
ENERO	38966.1	47175.3	44884.8	44868.6
FEBRERO	45090.8	45152.8	41972.9	41664.3
MARZO	38002.6	42715.4	41169.1	44941.0
ABRIL	41537.2	48663.5	41394.4	45500.9
MAYO	38794.4	31057.5	40224.4	49145.1
JUNIO	46087.7	51864.2	15873.9	43816.7
JULIO	42414.8	50056.4	48968.8	46592.8
AGOSTO	40411.4	44475.5	43196.8	51136.2
SEPTIEMBRE	46249.9	42796.4	49248.4	45826.9
OCTUBRE	41666.0	44604.3	44809.7	12803.9
NOVIEMBRE	39114.0	44542.3	47483.1	46830.8
DICIEMBRE	43616.9	42333.8	47244.0	
TOTAL	501951.9	535437.3	506470.3	473127.2

FUENTE: *Elaboración Propia*

Tabla 2.8: Producción Refinería Guillermo Elder Bell

GUILLERMO ELDER BELL				
AÑO	2009	2010	2011	2012
ENERO	225026.2	214100.5	19025.0	33706.0
FEBRERO	215379.0	200210.7	22697.0	17809.3
MARZO	203752.2	196376.6	18389.6	32722.1
ABRIL	232125.1	197451.3	17914.8	26482.7
MAYO	148144.1	191870.4	27085.3	26742.2
JUNIO	247392.3	75718.5	23546.3	26191.0
JULIO	238768.9	233581.2	21381.3	26511.4
AGOSTO	212148.0	206048.7	34628.6	21871.6
SEPTIEMBRE	204139.0	234914.9	29331.9	35750.3
OCTUBRE	212762.4	213742.3	26202.8	35490.7
NOVIEMBRE	212466.6	226494.4	34197.4	37277.9
DICIEMBRE	201932.0	225353.9	23192.7	
TOTAL	2554035.8	2417873.3	297592.7	320555.2

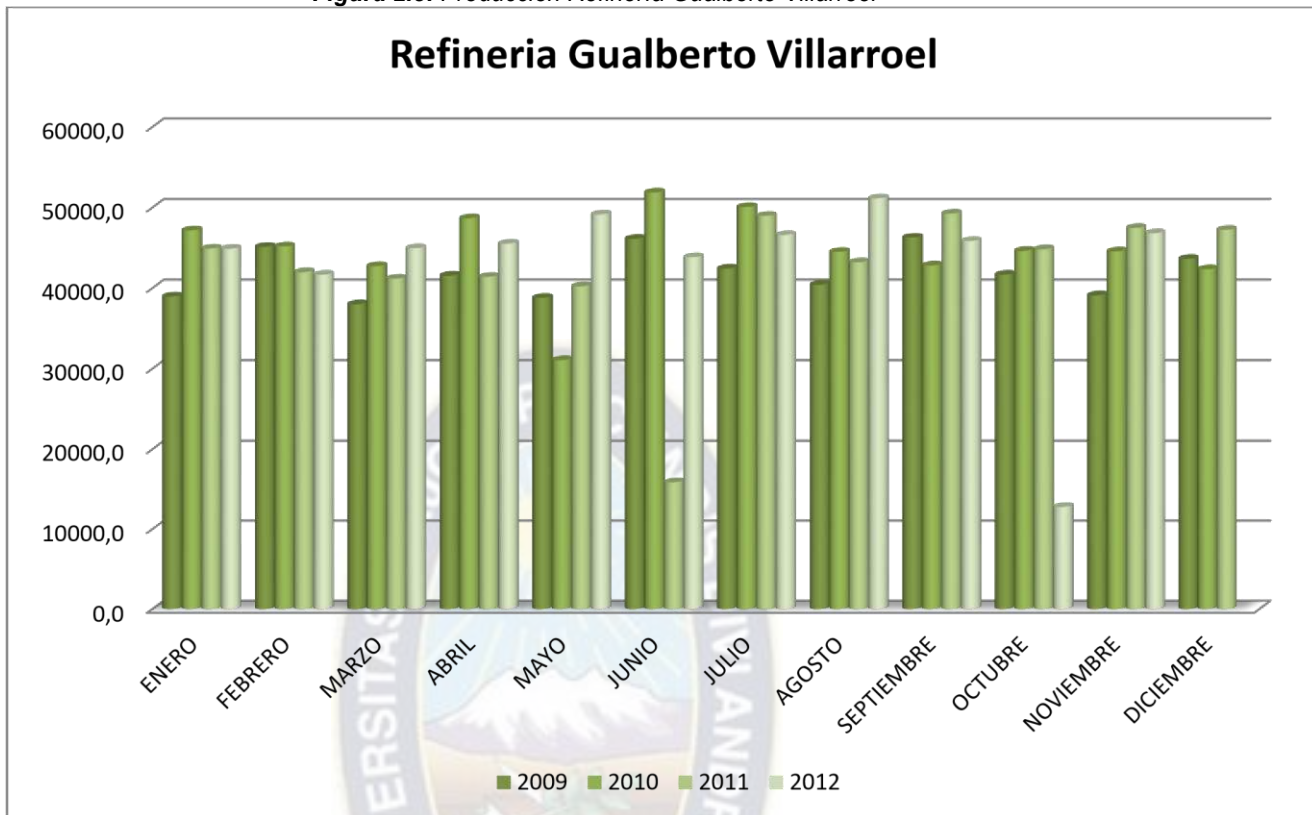
FUENTE: Elaboración Propia

Tabla 2.9: Producción Refinería Oro Negro

ORO NEGRO				
AÑO	2009	2010	2011	2012
ENERO	1021259.4	90749.3	4975.5	4302.3
FEBRERO	955005.2	108264.7	4206.4	4502.7
MARZO	936716.4	87718.4	4586.5	4650.7
ABRIL	941842.6	85453.6	4293.8	4574.9
MAYO	915221.8	129196.9	4571.5	4747.3
JUNIO	361177.3	112315.9	4592.3	2069.5
JULIO	1114182.2	101988.8	4575.5	4550.6
AGOSTO	982852.5	165178.4	4834.5	5130.8
SEPTIEMBRE	1120543.9	139913.2	4600.2	4893.0
OCTUBRE	1019550.6	124987.4	4735.4	5181.0
NOVIEMBRE	1080378.2	163121.6	4623.7	5104.9
DICIEMBRE	1074938.0	110629.2	4816.0	
TOTAL	11523668.1	1419517.2	55411.3	49707.7

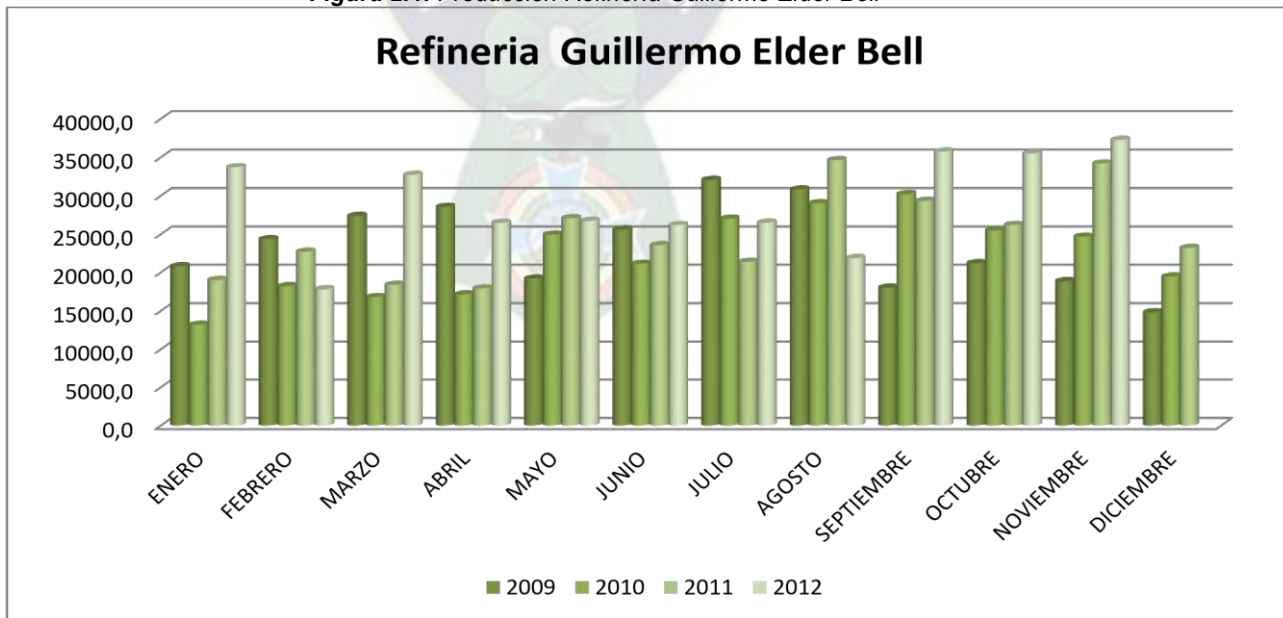
FUENTE: Elaboración Propia

Figura 2.3: Producción Refinería Gualberto Villarroel



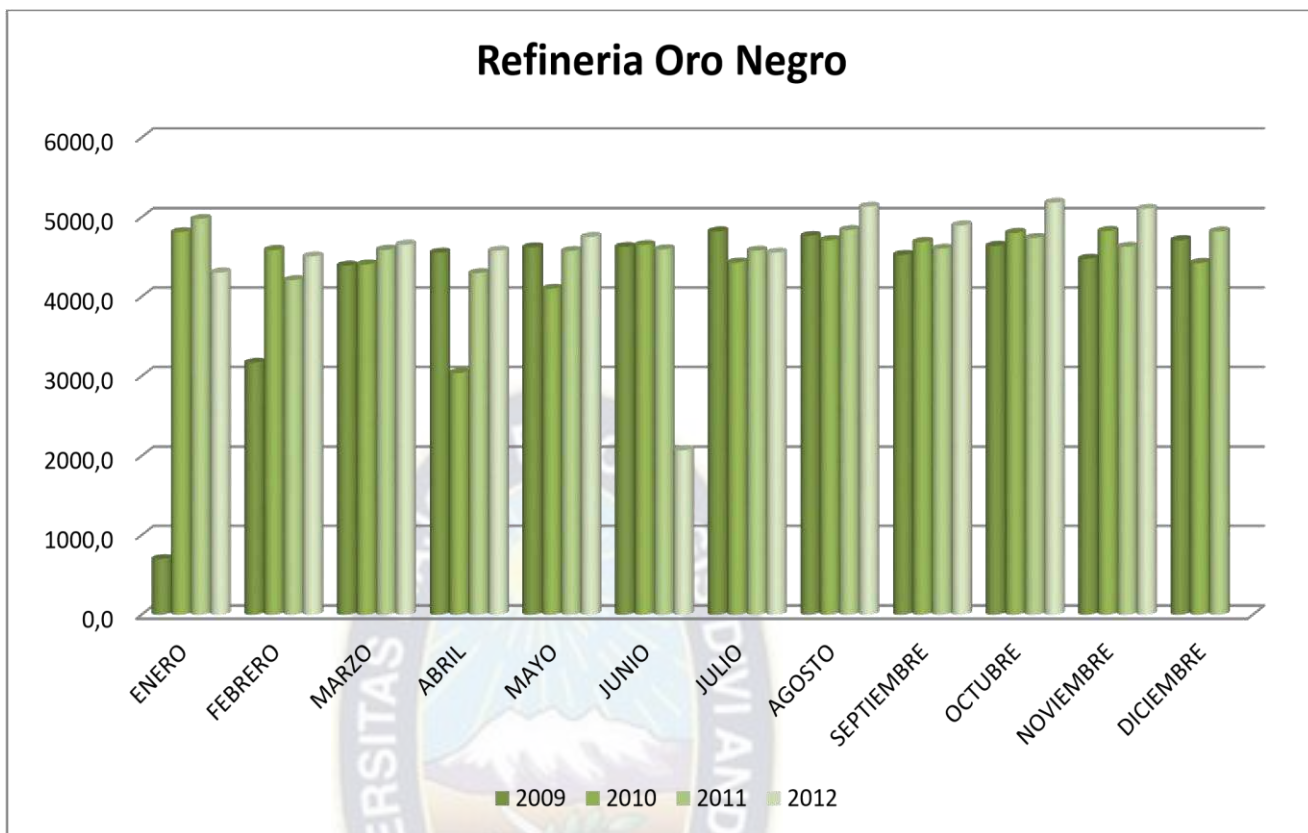
FUENTE: Elaboración Propia

Figura 2.4: Producción Refinería Guillermo Elder Bell



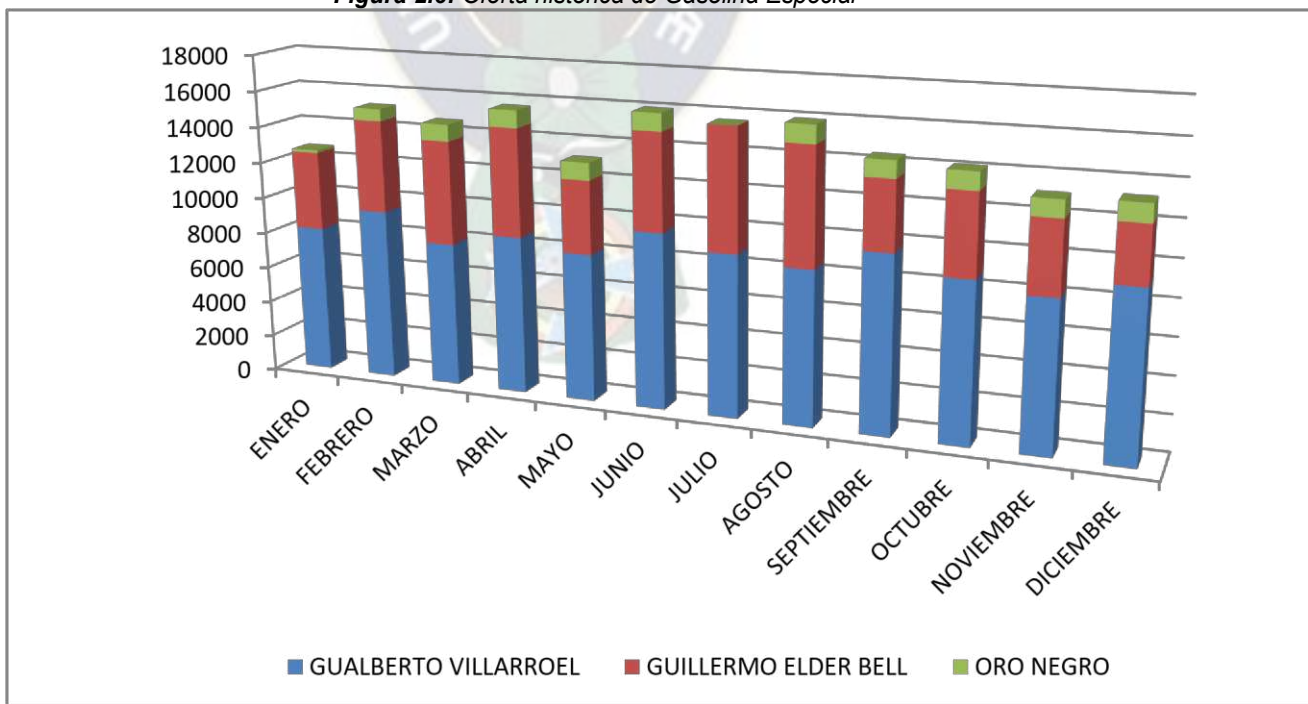
FUENTE: Elaboración Propia

Figura 2.5: Producción Refinería Oro Negro



FUENTE: Elaboración Propia

Figura 2.6: Oferta histórica de Gasolina Especial



FUENTE: Elaboración Propia

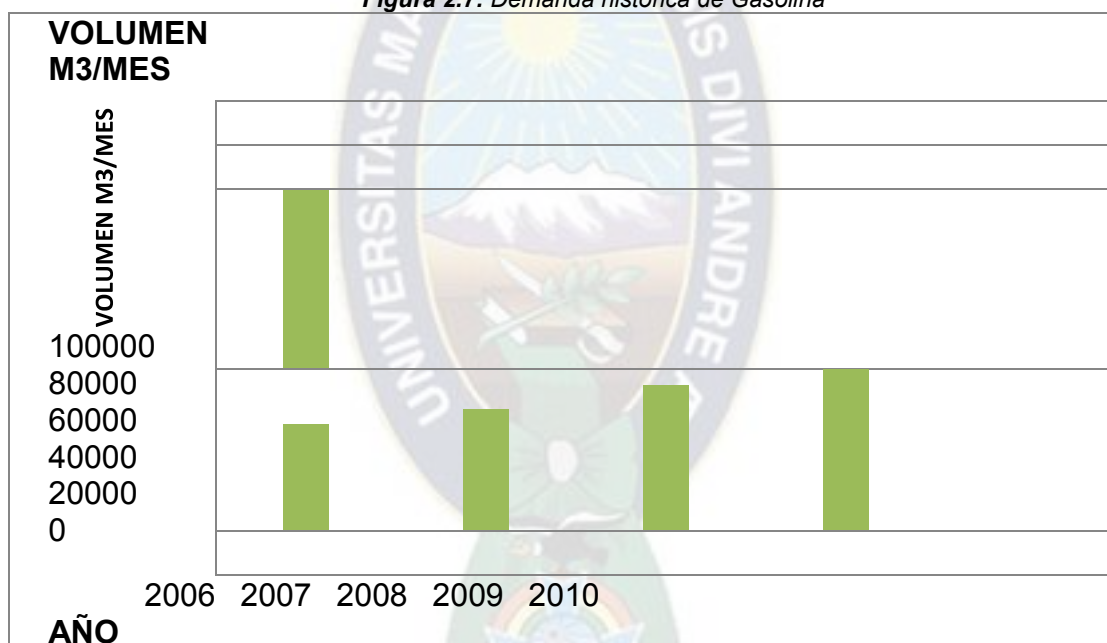
7.4.1.2 VOLUMEN DE GASOLINA CONSUMIDOS EN BOLIVIA Y TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Tabla 2.10: Demanda histórica de Gasolina

AÑO	VOLUMEN M3/MES
2006	50238
2007	56954
2008	68747
2009	75969
2010	84404

FUENTE: YPFB LOGISTICA. Plan estratégico Empresarial 2012 - 2016 . Santa Cruz de la Sierra; 2012.

Figura 2.7: Demanda histórica de Gasolina



FUENTE: Elaboración Propia

La tasa de crecimiento histórica proyectada de la gasolina Especial es:

Tabla 2.11: Tasa de crecimiento proyecta 2006 - 2020

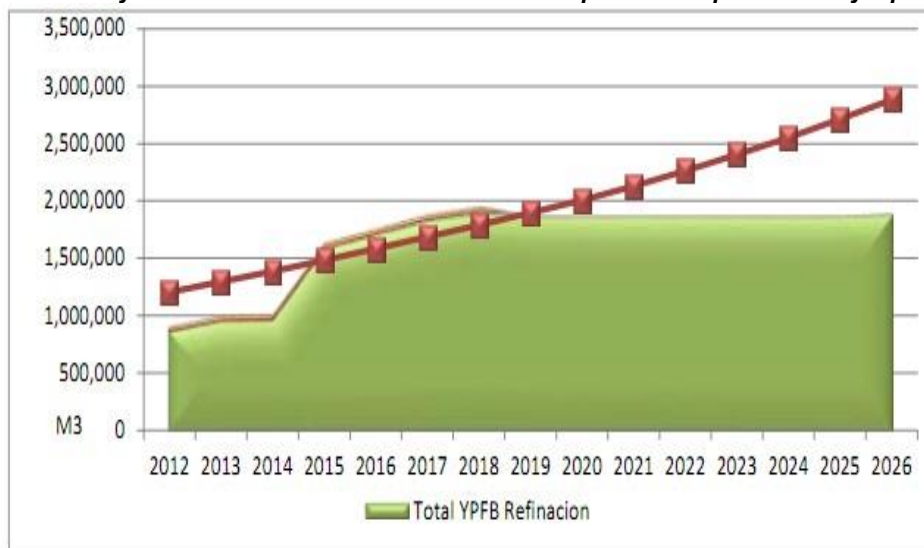
PERIODO	2006 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020
% INCREMENTO	5%	5%	5%

FUENTE: Elaboración Propia

2.4.2. PROYECCIONES DE LA OFERTA Y DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN BOLIVIA

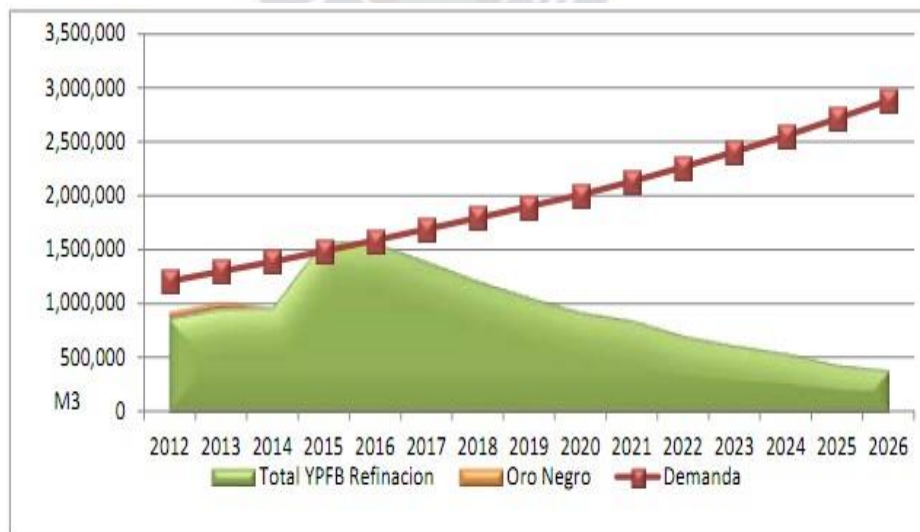
Las proyecciones al 2026 de la demanda, la producción nacional en refinerías con incremento de la capacidad de producción y a plena carga, producción nacional en refinerías con incremento de la capacidad de producción sin y con prospectos exploratorios se muestran en los gráficos siguientes.

Figura 2.8: **Demanda y oferta: refinerías con incremento de capacidad de producción y a plena carga**



FUENTE: YPFB LOGISTICA. Plan estratégico Empresarial 2012 - 2016. Santa Cruz de la Sierra; 2012.

Figura 2.9: **Demanda y oferta: refinerías con incremento de capacidad de producción y sin prospectos exploratorios**



FUENTE: YPFB LOGISTICA. Plan estratégico Empresarial 2012 - 2016. Santa Cruz de la Sierra; 2012.

Figura 2.10: Demanda y oferta: refinéras con incremento de capacidad de producción y con prospectos exploratorios



FUENTE: YPFB LOGÍSTICA. Plan estratégico Empresarial 2012 - 2016. Santa Cruz de la Sierra; 2012.

2.5. IMPACTOS AMBIENTALES

2.5.1. EFECTO DE LOS COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES (COV)

Los compuestos orgánicos volátiles (COVs) agrupan a una gran cantidad de sustancias químicas que se convierten fácilmente en vapores o gases y que pueden tener diferentes efectos nocivos sobre el medio ambiente y la salud. El principal inconveniente medioambiental de estos gases es que, al mezclarse con otros contaminantes atmosféricos, como los óxidos de nitrógeno (NOX) y reaccionar con la luz solar, pueden formar ozono troposférico, que contribuye al problema del smog fotoquímica. Este problema se agrava especialmente en verano, al incidir el sol y las altas temperaturas.

En cuanto a sus consecuencias sobre la salud, pueden tener desde un alto grado de toxicidad hasta ausencia de efectos conocidos, dependiendo del compuesto y el período de exposición al mismo. Por ejemplo, se sabe que el benceno es un carcinógeno humano y se tienen sospechas razonables sobre el formaldehído y el percloroetileno. Los trabajadores industriales, los fumadores y las personas expuestas a la circulación de vehículos están más en contacto con este tipo de sustancias.

Además de sus efectos cancerígenos, la exposición a largo plazo a estos COVs puede causar lesiones de hígado, riñones y sistema nervioso central, mientras que a corto plazo puede causar irritación de los ojos y vías respiratorias, dolor de cabeza, mareos, trastornos visuales, fatiga, pérdida de coordinación, reacciones alérgicas de la piel, náuseas y trastornos de memoria. Según su peligrosidad, se clasifican en varios grupos:

Extremadamente peligrosos para la salud: Benceno, cloruro de vinilo y 1,2 dicloroetano

Compuestos de clase A (pueden causar daños significativos al medio ambiente): Acetaldehído, anilina, bencilcloruro, carbonotetracloruro, CFC's, acrilato de etilo, halones, anhídrido maleico, 1,1,1-tricloroetano, tricloroetileno, triclorotolueno

Compuestos de clase B (con menor impacto en el medio ambiente): Acetona, etanol

2.5.2. REGLAMENTO AMBIENTAL DEL SECTOR IDROCARBUROS

A continuación, se detallan y describen los artículos que se encuentran dentro D.S. 24335 Reglamento Ambiental del Sector Hidrocarburos para el correcto manejo de los procesos dentro de la Industria Petrolera dentro el Estado Plurinacional de Bolivia.

ARTICULO 1. El presente Reglamento tiene por objeto regular y establecer los límites y procedimientos para las actividades del sector hidrocarburos que se lleven a efecto en todo el territorio nacional, relativas a: exploración, explotación, refinación e industrialización, transporte, comercialización, mercadeo y distribución de petróleo crudo, gas natural y su respectiva comercialización, cuyas operaciones produzcan impactos ambientales y/o sociales en el medio ambiente y en la organización socioeconómica de las poblaciones asentadas en su área de influencia.

El presente cuerpo legal se halla sujeto a las disposiciones contenidas en los Arts. 73 y 74 de la Ley del Medio Ambiente N° 1333, de 27 de abril de 1992, sus reglamentos aprobados por D.S. N° 24176 del 8 de diciembre de 1995 y en el art. 7 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689, de 30 de abril de 1996.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y todas las Responsables que hayan suscrito o suscriban contratos de riesgo compartido, contratos de operación y asociación y otras sociedades o asociaciones de empresas que realicen proyectos, obras o actividades relacionadas con la industria de los hidrocarburos, que operen con derivados de petróleo y gas natural, establecidas en territorio boliviano, están sujetas al marco jurídico y regulador ambiental vigente, incluyendo las previsiones contenidas en el presente Reglamento.

ARTICULO 2. Con el propósito de complementar las normas contenidas en el presente Reglamento, el Organismo Sectorial Competente, en coordinación con la Autoridad Ambiental Competente, elaborará guías o procedimientos ambientales a fin de coadyuvar al correcto desarrollo y ejecución de las distintas actividades específicas en las diferentes fases de la industria del sector hidrocarburos.

ARTICULO 31.- Para el almacenamiento de combustibles, la Responsable debe:

- a) Construir muros contrafuego para todos los tanques de productos, a fin de contener derrames y evitar la contaminación de tierras y aguas superficiales cercanas. Dichos muros deberán tener una capacidad de contención del 110% del volumen del tanque de mayor dimensión.

- b) Ubicar las áreas de almacenamiento de combustibles a una distancia mínima de 100 metros de los cuerpos de agua.
- c) Ubicar los depósitos de tambores de combustibles a una distancia mínima de 100 metros de los cuerpos de agua. Cuando el volumen de combustibles sea mayor a cinco barriles, deben instalarse muros de contención u otras medidas aprobadas en el EIA o MA para el control de derrames.
- d) Equipar los tanques de almacenamiento con indicadores de nivel y sistemas de detección de fugas.
- e) Asegurar que las áreas alrededor de los tanques y las líneas de combustible, estén claramente señaladas, debiendo además permanecer libres de desechos.
- f) Utilizar recipientes o membranas impermeables para evitar el goteo de combustibles en el área, a tiempo de realizar la recarga de los tanques de los motores y maquinarias, para evitar la contaminación del suelo y agua.
- g) Asegurar que todas las operaciones de manejo de combustibles sean supervisadas permanentemente. Los trabajadores deben ser debidamente entrenados sobre todos los aspectos referentes al manejo de éstos.
- h) Ejecutar, inmediatamente de ocurrido un derrame, un programa de limpieza en el sitio e implementar posteriormente un proceso de restauración.
- i) Comunicar al OSC cuando se produzcan derrames mayores a 2 metros cúbico (2 m³) dentro del sitio o cualquier volumen fuera de éste.
- j) Prohibir fumar a una distancia mínima de 25 metros alrededor del lugar donde se hallen los tanques de combustible.
- k) Reparar o reemplazar, según el caso, los tanques que presenten perforaciones o daños susceptibles de producir pérdidas por estas circunstancias.

ARTICULO 35. Para el control de emisiones atmosféricas la Responsable debe:

- a) Prohibir el venteo de los hidrocarburos gaseosos y emisiones provenientes de los diferentes procesos. Cuando no sea posible recuperar estos vapores, deberá procederse de acuerdo al artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689, de 30 de abril de 1996 y efectuarse la quema en una instalación apropiada y equipada con un sistema de control de emisiones a la atmósfera.
- b) Diseñar, construir y operar las instalaciones de quema e incineración, para cumplir con los requerimientos de emisiones atmosféricas y de ruidos fijados por el Reglamento de Contaminación Atmosférica de la Ley del Medio Ambiente N° 1333.
- c) Prohibir la quema de desechos aceitosos en fosas abiertas.

d) Tomar las previsiones necesarias para minimizar las emisiones o fugas gaseosas en las instalaciones petroleras.

2.6 NORMAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

SUPERVISION DE OPERACION DE DESGASIFICADO

Artículo 790.- La operación de desgaseado deberá ser supervisada directamente por una persona competente.

INSPECCION PERIODICA DE RECIPIENTES Artículo 80o.- Todo recipiente a presión que almacena GLP deberá ser inspeccionado periódicamente para detectar corrosión externa o interna, o cualquier otra anomalía que pueda incrementar el riesgo de fugas o falla del equipo. Deberá preverse un fácil acceso en todo el exterior para la inspección, aunque esté en operación. Si el recipiente está cubierto con un revestimiento aislante, deberá dejarse el suficiente número de puntos de inspección para determinar su condición.

MANTENIMIENTO DE INSTRUMENTAL DE MEDICION Artículo 81o.- La instrumentación que controla y mide el nivel del líquido deberá ser periódicamente mantenida y probada a fin de evitar su mal funcionamiento, que podrá ocasionar pérdidas por sobrellenado. Las válvulas de alivio, las válvulas de emergencia y otros equipos destinados a prevenir y controlar las pérdidas accidentales de GLP también deberán periódicamente ser mantenidos y probados.

MEDIDAS DE SEGURIDAD Artículo 82o.- Antes de entrar o efectuar soldaduras o hacer cualquier trabajo que introduzca fuentes de ignición al interior de los tanques o equipos, los equipos y tanques con servicio de GLP deberán ser aislados del sistema de tuberías u otras fuentes de vapores y líquidos y deben ser degaseados.

EXTINCION DE INCENDIOS Artículo 84o.- En la extinción de incendios en instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos, deben ser considerados además del agua de extinción y enfriamiento, los agentes extintores como espumas mecánicas y polvos químicos secos y otros como dióxido de carbono y líquidos vaporizantes que no afecten al ozono, siempre y cuando se encuentren normados de acuerdo al NFPA y sean necesariamente listados y aprobados en su eficiencia y calidad por la UL, FM o USCG y/o específicamente requeridos en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos. El uso de vapor de agua como agente de prevención y control de incendio, debe ser previsto en todas las instalaciones que dispongan de este servicio. La disponibilidad de arena, igualmente debe ser considerada para el control y contención de derrames de hidrocarburos líquidos.

DISPOSICIONES OBLIGATORIAS Artículo 95o.- En las instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, se observarán obligatoriamente las siguientes disposiciones:

a) Deberán ser fijados en lugares bien visibles, reglamentos especiales para cada instalación, que contendrán instrucciones detalladas sobre el rol a desempeñar por cada operario o empleado en caso de incendio o explosión. Se indicará con todo detalle las maniobras que cada uno tendrá que efectuar con los equipos.

b) Todo el material destinado a la lucha contra incendio deberá estar siempre en buen estado de funcionamiento y será inspeccionado frecuentemente. Todos los aparatos extintores, monitores, hidrantes, mangueras, etc., deberán estar señalados e identificados de manera bien visible, mediante pintura de color rojo, carteles, etc., debiendo estar siempre libre el acceso a todos los aparatos y material antes referido.

c) Será montado un sistema de alarma y sistema telefónico que permita comunicar al servicio de incendios de la localidad más próxima cualquier comienzo de incendio u otro siniestro que se haya verificado. Ese servicio funcionará en todas las instalaciones.

d) Serán montados dispositivos de alarma que permitan distinguir cada una de las zonas de cada instalación. En las pequeñas instalaciones estas alarmas podrán ser sustituidas por toques de sirena.

e) Además de los dispositivos mencionados en el primer artículo del presente capítulo, cada instalación deberá tener el material y las herramientas, certificadas por UL, FM, NFPA u otra norma aplicable, destinados a la lucha contra incendios que le hayan sido aprobados por el Organismo Competente.

f) Se organizarán una o más brigadas destinadas a la lucha contra incendios, constituidas por el personal que trabaja normalmente en las instalaciones, seleccionando de éstos los individuos más aptos, que serán adecuadamente adiestrados a operar los diferentes equipos y otro material contra incendio. g) Todo el personal que trabaja normalmente en las instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos deberá, desde su admisión, ser adiestrado a operar los extintores portátiles, de forma que cualquier operario o empleado, sepa apagar un pequeño incendio rápidamente.

h) Se realizará, mensualmente, un ejercicio de alarma de incendio, en el que tomará parte todo el personal de la instalación, siguiendo los procedimientos y maniobras que se indican en el primer acápite de este artículo. UBICACION DE TANQUES GLP

Artículo 96o.- Respecto a los tanques de GLP, cuando su ubicación, el espaciamiento de los equipos o una limitación en la protección contra incendio, incremente el riesgo potencial de daño sobre las propiedades adyacentes, un Estudio de Riesgo de las instalaciones deberá ser realizado. El análisis deberá considerar los posibles escenarios de accidentes que puedan ocurrir como fuga de vapores de GLP, fuego, etc.

SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO

Artículo 97o.- Las Instalaciones para Almacenamiento de GLP deberán contar con un sistema de agua para enfriamiento, de acuerdo con el Estudio de Riesgo de cada instalación y en estricto cumplimiento a la norma NFPA-13, 15 y otras aplicables. Sistemas de extinción con base de espumas no serán utilizados.

CAPACIDAD DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO

Artículo 98o.- La capacidad del sistema de agua contra incendio para tanques de GLP, será igual a la cantidad de agua necesaria para enfriar el tanque afectado, más la cantidad necesaria para enfriar los tanques adyacentes, más otros tres chorros de agua de enfriamiento de 950 lpm (250 gpm) cada uno, que se aplican directamente sobre la zona donde se produce el escape del gas y la llama.



CAPÍTULO III

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA EMISIONES EVAPORATIVAS DENTRO LA PLANTA

3.1. GENERALIDADES

La evaporación es cuando una sustancia cambia de la fase líquida a la fase de vapor (en condiciones que no resultan en ebullición). La evaporación ocurre cuando las moléculas de la sustancia líquida tienen suficiente energía cinética para superar las fuerzas intermoleculares en la fase líquida. La tendencia de una sustancia a evaporarse depende de la volatilidad y temperatura del líquido. La volatilidad es una propiedad material que describe la facilidad con la que un líquido entra en la fase gaseosa.

La volatilidad de un líquido se cuantifica por su presión de vapor. La presión de vapor de una sustancia es la presión de su fase gaseosa cuando está en equilibrio con su fase líquida. Cuanto mayor sea la presión de vapor de un líquido, más volátil será el líquido y, por lo tanto, una mayor tendencia a evaporarse.

Diferentes líquidos tienen diferentes presiones de vapor a la misma temperatura, pero todos los líquidos se vuelven más volátiles con el aumento de la temperatura. Cuanto mayor sea la temperatura del líquido, mayor será la energía cinética media de las moléculas en el líquido, aumentando la presión del vapor y resultando en una mayor tasa de evaporación.

3.1.1. EL DESPACHO DE GASOLINA

El despacho se realiza mediante un brazo metálico que ingresa por la parte superior del tanque del camión cisterna y una vez posicionado el operador de la planta programa el volumen a ser despachado en el computador de flujo y empieza el despacho de gasolina.

3.1.2. RECEPCIÓN DE GASOLINA

La recepción se realiza conectando una manguera a la válvula ubicada en la parte inferior del tanque del camión cisterna, una vez asegurado se inicia la recepción de la gasolina que es controlada por el operador en el computador de flujo.

3.2. MÉTODOS DE CÁLCULO DE EMISIONES EVAPORÁTICAS

El cálculo de las emisiones evaporáticas puede realizarse por dos métodos:

- 1) estimación por medio de factores de emisión
- 2) estimación empleando modelos de cálculo

En los dos métodos es necesario conocer el volumen de la gasolina manejado en las operaciones de recepción, despacho y transporte. En los dos métodos de cálculo se desprecia el efecto de la variación de la presión barométrica sobre las emisiones evaporíticas debido a que la temperatura influye más en este tipo de emisiones.

3.2.1. Factores de emisión

El factor de emisión es el grado de hidrocarburo o Dióxido de Carbono que se transmite a la atmósfera. De manera general se representa por la siguiente ecuación:

$$Emisión = V_{emisor} * EF \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Se representa como el volumen de emisión que se transmite al medio ambiente que es multiplicado por el porcentaje de emisión que depende del tipo de compuesto.

Para el cálculo del factor de emisión se aplicarán dos métodos de acuerdo al estado físico de las muestras de combustible

El contenido de carbono de un componente puro se define como la relación del peso de sus átomos de carbono entre el peso del componente puro. Se puede calcular por medio de la ecuación:

$$CC = n * 12.011 / PM \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

CC es el contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en el componente, (g C/g)

n es el número de átomos de carbono en el componente (por ejemplo, para el propano: (C₃H₈), $n = 3$), 12.011 es el peso atómico del carbono

PM es el peso molecular del componente (por ejemplo, para el propano 44.0955 g/mol).

El contenido de carbono de una mezcla de componentes es el promedio pesado por el contenido de carbono de cada uno de los componentes. Este contenido de carbono puede ser calculado a partir del análisis cromatográfico de la mezcla de componentes.

Si el resultado cromatográfico se expresa en fracciones molares (fracción volumen) se puede aplicar la fórmula:

$$CC = (\sum_i n_i * 12.011 * x_{mol_i}) / (\sum_i PM_i * x_{mol_i}) \quad (2)$$

Ecuación 3.3 contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en la mezcla

Donde

CC es el contenido de carbono expresado como la fracción peso de carbono en la mezcla, n_i es el número de átomos de carbono en el componente i

12.011 es el peso atómico del carbono

PM_i es el peso molecular del componente i y x_{moli} es la fracción mol o volumen del componente i en la mezcla.

El poder calorífico de una mezcla de componentes gaseosos es el promedio pesado por la composición del poder calorífico de cada uno de los componentes (ASTM-D3588: "Practica estandarizada para el cálculo del poder calorífico, el factor de compresibilidad y la densidad relativa de combustibles gaseosos").

Este poder calorífico puede ser calculado a partir del análisis cromatográfico de la mezcla de componentes. Si el resultado cromatográfico se expresa en fracciones molares (fracción volumétrica) se puede aplicar la fórmula:

$$PCN = (\sum_i PCN_{moli} * x_{moli}) / (\sum_i PM_i * x_{moli}) \quad (2)$$

Ecuación 3.4 Poder Calorífico Neto

Donde:

PCN es el poder calorífico neto como gas ideal de la mezcla por unidad de masa de la mezcla,

PCN_{moli} es el poder calorífico neto como gas ideal del componente i en KJ/mol, que se puede obtener de la tabla 1 del Método ASTM-D-3588,

PM_i es el peso molecular del componente i , x_{moli} es la fracción mol o volumen del componente i en la mezcla.

El factor de emisión de una mezcla de gases se puede obtener dividiendo la ecuación (1) entre la ecuación (2) y multiplicando el resultado por el factor estequiométrico de la oxidación completa de carbono a dióxido de carbono

$$(44.01/12.011) FE_j = (\sum_i n_i * x_{moli}) / (\sum_i PCN_{moli} * x_{moli}) * 44.01 \quad (3)$$

Donde

FE_j es el factor de emisión de dióxido de carbono por unidad de energía de combustible j (kg CO₂/MJ)

3.2.2. VALORES DE FACTORES DE EMISIÓN

Los factores de emisión varían de acuerdo a las condiciones del área de estudio, países como Estados Unidos, Inglaterra y Australia han determinado factores de emisión ajustados a las condiciones medioambientales y de la calidad de las

gasolinas distribuidas. Los factores más empleados son los establecidos por Estados Unidos a través de la EPA y se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Valores de Factores de Emisión Por Actividad

ACTIVIDAD	Factor de Emisión	
	mg/L	Lb/10 ³ gal
Llenado de Carros Cisterna		
Caída Libre		
Sin recuperación de vapores	1430	12
Con recuperación de vapores	980	8
Sumergido		
Sin recuperación de vapores	980	8
Con recuperación de vapores	590	5
Carros Cisterna en transito		
Cargado con producto		
Valor Típico	0 - 1.0	0 - 0.01
Valor Extremo	0 - 9.0	0 - 0.08
Regreso después de la descarga		
Valor Típico	0 - 13.0	0 - 0.11
Valor Extremo	0 - 44.0	0 - 0.37
Descarga de Carros Cisterna		
Caída Libre	1380	11.5
Sumergido		
Sin recuperación de vapores	880	7.3
Con recuperación de vapores	40	0.3
Pérdidas operativas en las Plantas	120	1

Fuente: OAQPS – USEPA. Technical Support Document For Potential To Emit Guidance Memo. Documentation Of Emission Calculations. U.S.A. April 1998.

3.3. PERDIDAS POR CARGA A CAMIONES CISTERNAS EN LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO

3.3.1. ESTIMACIÓN DE LA FRACCIÓN DE PÉRDIDA POR DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE

Para el cálculo de la fracción de pérdida de la gasolina especial en las actividades de recepción y despacho de gasolina en la planta Palmasola, tenemos que conocer el volumen de gasolina movido en estas actividades.

Teniendo los valores del volumen recepcionado y despachado de gasolina especial realizamos el cálculo del volumen total con la siguiente ecuación:

$$V_{Total} = V_{recepcionado} + V_{despachado} \quad \text{Ecuación 3.5 Volumen Total}$$

Para realizar el cálculo de la fracción de pérdida de la gasolina especial para el mes de Enero de 2014 en la planta Palmasola tomamos el valor Volumen recepcionado de gasolina especial de la tabla 3.2 y el volumen de gasolina despachado para el mismo periodo de la tabla 3.3.

$$V_{Total} = 13026.9 \text{ m}^3 + 113439.7 \text{ m}^3$$

$$V_{Total} = 126466.6 \text{ m}^3$$

Tabla 3.2: Factor de Transporte

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	126466,6	138187,0	143605,0	195948,5
FEBRERO	114864,3	126975,1	146648,8	134941,8
MARZO	117861,4	127987,6	142930,6	139031,9
ABRIL	124823,0	136003,1	148110,6	146354,0
MAYO	123848,4	132769,9	157135,3	157576,3
JUNIO	116899,2	123885,0	133592,0	138441,0
JULIO	127229,8	136427,4	169207,6	164827,9
AGOSTO	123620,7	130189,2	149624,4	147156,3
SEPTIEMBRE	127299,5	137996,2	161360,5	162620,3
OCTUBRE	137626,4	148385,7	156238,4	162301,4
NOVIEMBRE	121795,1	128654,4	146454,1	139802,6
DICIEMBRE	141385,7	157897,7	170838,4	174356,7
TOTAL	1503720,0	1625358,2	1825745,7	1863358,8

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

Para la fracción de la Recepción de gasolina tenemos:

$$Fraccion_{Recepcion} = \frac{Volumen_{Recepcion}}{Volumen_{Total}} \quad \text{Ecuación 3.6 Fracción de Recepción}$$

$$Fraccion_{Recepcion} = \frac{13026.9 \text{ m}^3}{126466.6 \text{ m}^3}$$

$$Fraccion_{Recepcion} = 0.10301$$

Tabla 3.3: Factor de Recepcion

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	0,10301	0,10233	0,10233	0,10233
FEBRERO	0,08060	0,07991	0,07991	0,07991
MARZO	0,08476	0,08427	0,08427	0,08427
ABRIL	0,05818	0,05781	0,05781	0,05781
MAYO	0,08194	0,08160	0,08160	0,08160
JUNIO	0,07086	0,07065	0,07065	0,07065
JULIO	0,05843	0,05818	0,05818	0,05818
AGOSTO	0,05022	0,05009	0,05009	0,05009
SEPTIEMBRE	0,05604	0,05571	0,05571	0,05571
OCTUBRE	0,05922	0,05893	0,05893	0,05893
NOVIEMBRE	0,06626	0,06608	0,06608	0,06608
DICIEMBRE	0,05622	0,05564	0,05564	0,05564

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

Para la fracción de Despacho tenemos:

$$Fraccion_{Despacho} = 1 - Fraccion_{Recepcion}$$

Ecuación 3.7 Fracción de Despacho

$$Fraccion_{Despacho} = 1 - 0.10301$$

$$Fraccion_{Despacho} = 0.89699$$

Realizando el cálculo para las gestiones 2014, 2015, 2016 y 2017 obtenemos la Tabla 3.3 y la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Fracción de Volumen de Gasolina Especial despachado calculado

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	0,89699	0,89767	0,89767	0,89767
FEBRERO	0,91940	0,92009	0,92009	0,92009
MARZO	0,91524	0,91573	0,91573	0,91573
ABRIL	0,94182	0,94219	0,94219	0,94219
MAYO	0,91806	0,91840	0,91840	0,91840
JUNIO	0,92914	0,92935	0,92935	0,92935
JULIO	0,94157	0,94182	0,94182	0,94182
AGOSTO	0,94978	0,94991	0,94991	0,94991
SEPTIEMBRE	0,94396	0,94429	0,94429	0,94429
OCTUBRE	0,94078	0,94107	0,94107	0,94107
NOVIEMBRE	0,93374	0,93392	0,93392	0,93392
DICIEMBRE	0,94378	0,94436	0,94436	0,94436

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

Conociendo los valores de las fracciones de pérdida de gasolina en las actividades de recepción y despacho calculamos emisión de vapores considerando que para el despacho de gasolina especial a los camiones cisternas se toman 2 etapas: Carga por caída libre y Carga por sumersión.

3.4. DETERMINACION DEL VOLUMEN EVAPORADO DE LA GASOLINA ESPECIAL Y GASOLINA PREMIUM

Para el cálculo de la emisión de vapores en plantas primeramente se determina las operaciones efectuadas para cada actividad en la planta de almacenaje y se realiza el cálculo usando los factores de emisión por actividad de la Tabla 3.1.

En la planta de almacenaje Palmasola se realizan dos operaciones que son la recepción y el despacho (por caída libre y por sumersión) de gasolina especial.

3.4.1. CALCULO DE VOLUMEN EVAPORADO MEDIANTE FACTORES DE EMISIÓN

3.4.1.1. *Calculo De Las Emisiones Evaporativas Por Despacho A Los Camiones Cisterna*

Para realizar el cálculo de las emisiones evaporativas por carga de camiones cisterna utilizamos la ecuación:

$$EE_p = \sum_1^i f_i * A_i \quad \text{Ecuación 3.8 Emisiones Evaporativas}$$

Dónde:

A = fracción de operación Tabla 3.4

f = Factor de emisión por actividad se toma de la Tabla 3.1.

$$f_{\text{carga caída libre}} = 12 \frac{lb}{10^3 gal}$$

$$f_{\text{carga sumersion}} = 8 \frac{lb}{10^3 gal}$$

Para realizar el cálculo de las emisiones evaporativas por despacho de gasolina especial en camiones cisterna utilizamos la Ecuación 3.8.

$$EE_p = (f \times A)_{\text{carga caída libre}} + (f \times A)_{\text{carga sumersion}}$$

$$EE_p = 12 \frac{lb}{10^3 gal} \times 0.89699 + 8 \frac{lb}{10^3 gal} \times 0.89699$$

$$EE_p = 17.93987 \frac{lb}{10^3 gal}$$

Realizando el mismo cálculo de las emisiones evaporativas por despacho de gasolina especial sin recuperación de vapores para las gestiones 2012, 2013, 2014 y 2015 obtenemos la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Emisiones evaporativas por despacho de Gasolina Especial sin recuperación de vapores ($lb/10^3 gal$)

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	17,93987	17,95339	17,95339	17,95339
FEBRERO	18,38803	18,40171	18,40171	18,40171
MARZO	18,30475	18,31458	18,31458	18,31458
ABRIL	18,83635	18,84382	18,84382	18,84382
MAYO	18,36119	18,36805	18,36805	18,36805
JUNIO	18,58272	18,58694	18,58694	18,58694
JULIO	18,83137	18,83641	18,83641	18,83641
AGOSTO	18,99568	18,99812	18,99812	18,99812
SEPTIEMBRE	18,87929	18,88570	18,88570	18,88570
OCTUBRE	18,81557	18,82148	18,82148	18,82148
NOVIEMBRE	18,67489	18,67844	18,67844	18,67844
DICIEMBRE	18,87556	18,88730	18,88730	18,88730

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

3.4.1.2. Cálculo De Las Emisiones Evaporativas Por Recepción A Los Camiones Cisterna

Para el cálculo de las pérdidas evaporativas por recepción, tomamos de la Tabla 3.1 el valor del factor de operación para la recepción por caída libre sin recuperación de vapores ($f_{reception} = 11.5 lb/10^3 gal$) lo reemplazamos en la Ecuación 1. Tenemos:

$$EE_P = f_{reception} \times A_{reception}$$

Ecuación 3.9 Emisiones Evaporativas de recepción

$$EE_{reception} = 11.5 \frac{lb}{10^3 gal} \times 0.10301$$

Calculando la fracción de pérdida por recepción de la gasolina especial tenemos:

$$EE_{reception} = 1.18458 \frac{lb}{10^3 gal}$$

Realizando el cálculo de las emisiones evaporativas de la recepción de gasolina especial para las gestiones 2014, 2015, 2016 y 2017 obtenemos la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Emisiones evaporativas por recepción de Gasolina Especial por caída libre (lb/10³ gal)

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	1,18458	1,17680	1,17680	1,17680
FEBRERO	0,92688	0,91902	0,91902	0,91902
MARZO	0,97477	0,96911	0,96911	0,96911
ABRIL	0,66910	0,66480	0,66480	0,66480
MAYO	0,94232	0,93837	0,93837	0,93837
JUNIO	0,81494	0,81251	0,81251	0,81251
JULIO	0,67196	0,66907	0,66907	0,66907
AGOSTO	0,57748	0,57608	0,57608	0,57608
SEPTIEMBRE	0,64441	0,64072	0,64072	0,64072
OCTUBRE	0,68105	0,67765	0,67765	0,67765
NOVIEMBRE	0,76194	0,75990	0,75990	0,75990
DICIEMBRE	0,64655	0,63980	0,63980	0,63980

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

3.4.1.3. Calculo De Las Emisiones Evaporativas Totales En La Planta Palmasola

Para la determinación de la perdida evaporativas totales en el mes de Enero de 2012 en la planta Palmasola sumamos los valores calculados en las Tablas 20 y 21 de la siguiente forma.

$$EE_p = EE_{recepcion} + EE_{carga}$$

Ecuación 3.10 Emisiones Evaporativas Totales

$$EE_p = 1.18458 \frac{lb}{10^3 gal} + 17.95339 \frac{lb}{10^3 gal}$$

$$EE_p = 19.12444 \frac{lb}{10^3 gal}$$

Realizando el cálculo de las emisiones evaporativas Totales de la gasolina especial para las gestiones 2014, 2015, 2016 y 2017 en la planta Palmasola tenemos la Tabla 3.7.

Tabla 3.7: Total Emisiones evaporativas de Gasolina Especial por mes (lb/10³ gal)

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	19,12444	19,13019	19,13019	19,13019
FEBRERO	19,31491	19,32073	19,32073	19,32073
MARZO	19,27952	19,28370	19,28370	19,28370
ABRIL	19,50545	19,50862	19,50862	19,50862
MAYO	19,30350	19,30642	19,30642	19,30642
JUNIO	19,39766	19,39945	19,39945	19,39945
JULIO	19,50333	19,50547	19,50547	19,50547
AGOSTO	19,57317	19,57420	19,57420	19,57420
SEPTIEMBRE	19,52370	19,52642	19,52642	19,52642
OCTUBRE	19,49662	19,49913	19,49913	19,49913
NOVIEMBRE	19,43683	19,43833	19,43833	19,43833
DICIEMBRE	19,52211	19,52710	19,52710	19,52710

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

3.4.1.4. Estimación De La Fracción De Pérdida Por Distribución Y Transporte

La fracción de pérdida por distribución y transporte, se refiere al porcentaje de pérdidas por evaporación del total de gasolina distribuida en un área, y se calcula a partir de los factores de emisión, con la siguiente ecuación:

$$\%EE_T = \frac{0.1}{W_V} (\sum_1^n EE_P) \quad \text{Ecuación 3.11 Porcentaje de pérdidas de evaporación}$$

Dónde:

%EE_T = Porcentaje de pérdidas por evaporación del total de la Gasolina distribuida en un área (% Vol.)

W_V = Densidad de los vapores de gasolina condensados (Ecuación 3.12) [lb/gal]

RVP = Presión de vapor Reid (psi)

Para el cálculo de la densidad de vapores de la gasolina condensados empleamos la siguiente ecuación:

$$W_V = -0.0056RVP^2 + 0.0611RVP + 5.0444$$

Ecuación 3.12 Densidad de vapores de gasolina

El valor de la presión de vapor Reid (RVP) se obtiene del Anexo 1

RVP= 7.5

Reemplazando en la Ecuación 6 tenemos:

$$W_V = -0.0056(7.5)^2 + 0.0611(7.5) + 5.0444$$

Entonces la densidad de los vapores de gasolina condensados es:

$$W_v = 5.188 \text{ [lb/gal]}$$

Para realizar el cálculo de la fracción de pérdida por distribución y transporte de gasolina especial sin recuperación de vapores, tomamos los valores calculados de las emisiones evaporativas totales (Tabla 3.8) y la densidad de los vapores de gasolina condensados calculados con la Ecuación 3.12.

$$\%EE_T = \frac{0.1}{5.188 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}} \times \left(19.12444 \frac{\text{lb}}{10^3 \text{ gal}} \right)$$

$$\%EE_T = 0.36863 \left[\frac{\text{lb}}{10^3} \right]$$

Realizando el cálculo de la fracción de pérdida por distribución y transporte de la gasolina Especial para las gestiones 2012, 2013, 2014 y 2015 obtenemos la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Fracción de pérdida por distribución y transporte de Gasolina Especial (lb/10³ gal)

MES	GESTION 2014	GESTION 2015	GESTION 2016	GESTION 2017
ENERO	0,36863	0,36874	0,36874	0,36874
FEBRERO	0,37230	0,37241	0,37241	0,37241
MARZO	0,37162	0,37170	0,37170	0,37170
ABRIL	0,37597	0,37603	0,37603	0,37603
MAYO	0,37208	0,37214	0,37214	0,37214
JUNIO	0,37389	0,37393	0,37393	0,37393
JULIO	0,37593	0,37597	0,37597	0,37597
AGOSTO	0,37728	0,37730	0,37730	0,37730
SEPTIEMBRE	0,37632	0,37638	0,37638	0,37638
OCTUBRE	0,37580	0,37585	0,37585	0,37585
NOVIEMBRE	0,37465	0,37468	0,37468	0,37468
DICIEMBRE	0,37629	0,37639	0,37639	0,37639

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

3.4.2. CALCULO DE VOLUMEN EVAPORADO MEDIANTE MODELOS DE CALCULO

3.4.2.1. Perdidas Por Carga A Camiones Cisternas En La Planta De Almacenamiento

Las emisiones durante el llenado de los carros cisterna pueden ser estimadas con un error de +/- 30 % mediante la siguiente expresión:

$$L_L = \left[12.46 \frac{SPMV}{T} \right] \quad \text{Ecuación 3.13 Perdidas por Llenado}$$

Donde:

- L_L = Perdida por llenado (lb/1000 gal)
 S = Factor de saturación (Adimensional) (ver tabla 13)
 P = Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)
 M_V = Peso molecular de las gasolinas condensados (lb/lb mol)
 T = temperatura de la gasolina ($^{\circ}R$)

Tabla 3.9: Factor de Saturación por actividad

Carros cisternas / Tanques de almacenamiento	Modo de llenado	Factor de saturación S
		Caída libre
	Tanque limpio	1.45
	Operación normal	1.45
	Con recuperación de vapores	1.00
	Sumergido	
	Tanque limpio	0.5
	Operación normal	1.00
	Con recuperación de vapores	0.6
	Llenado por el fondo	0.5

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

La presión de vapor verdadera para la gasolina se puede estimar a partir de la presión de vapor Reid mediante la siguiente expresión:

$$P = \exp \left\{ \left[0.7553 - \left(\frac{413.0}{T + 459.6} \right) \right] S_s^{0.5} \log_{10}(RVP) - \left[1.854 - \left(\frac{1042}{T + 459.6} \right) \right] S_s^{0.5} + \left[\left(\frac{2416}{T + 459.6} \right) - 2.013 \right] \log_{10}(RVP) - \left(\frac{8742}{T + 459.6} \right) + 15.64 \right\}$$

Ecuación 3.14 Presión de Vapor Reid

Donde:

- RVP : Presión de vapor Reid de la gasolina (psi)
 S_s : Pendiente de la curva de destilación al 10% evaporado en $^{\circ}F/10\%$ (generalmente tiene un valor de 3 para la gasolina de motor).
 P : Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)
 T : Temperatura de la gasolina ($^{\circ}F$)

Aplicando a las condiciones de las gasolinas en Bolivia tomando datos del anexo 1 tenemos:

$$\begin{aligned}
 RVP &: 7.5 \\
 T &: 62.6 \text{ } ^{\circ}F \\
 S_s &: 3
 \end{aligned}$$

$$P = \exp \left\{ \left[0.7553 - \left(\frac{413.0}{62.6 + 459.6} \right) \right] 3^{0.5} \text{Log}_{10}(7.5) - \left[1.854 - \left(\frac{1042}{62.6 + 459.6} \right) \right] 3^{0.5} \right. \\ \left. + \left[\left(\frac{2416}{62.6 + 459.6} \right) - 2.013 \right] \text{Log}_{10}(7.5) - \left(\frac{8742}{62.6 + 459.6} \right) + 15.64 \right\}$$

$$P = 3.964 \text{ [Psi.]}$$

El peso molecular para el vapor de gasolina puede estimarse mediante la siguiente expresión ajustada de los datos reportados en la referencia:

$$M_V = -0.11RVP^2 + 1.22RVP + 64.89$$

Ecuación 3.15 peso molecular para el vapor de la gasolina

$$M_V = -0.11(7.5)^2 + 1.22(7.5) + 64.89$$

$$M_V = 67.852 \text{ [lb/lbmol]}$$

Reemplazando en la Ecuación 3.13:

$$L_L = 12.46 \left[\frac{SPM_V}{T} \right]$$

Ecuación 3.16

Para el llenado de una cisterna en operación Normal por caída libre tomamos de la Tabla 13 el valor del Factor de saturación de $S = 1.45$

$$L_L = \left[12.46 \frac{1.45 * 3.964 * 67.852}{62.6} \right]$$

$$L_L = 9.305 \text{ [lb/1000 gal]}$$

3.4.2.2 Perdidas por Transporte

Las pérdidas en el recorrido del carro cisterna entre la planta de almacenamiento y la estación de servicio pueden estimarse mediante la siguiente expresión:

$$L_T = [0.1PW_V] \frac{\tau}{168} \quad \text{Ecuación 3.16 Perdidas por transporte}$$

Donde:

L_T = Perdidas por transporte (lb/1000 gal)

P = Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)

W_V = Densidad de los vapores de gasolina condensados (lb/gal)

τ = Tiempo de transporte (h)

La presión de vapor verdadera puede estimarse mediante el uso de la Ecuación 3.12 La densidad para el vapor de gasolina puede estimarse mediante la siguiente expresión:

$$W_V = -0.0056RVP^2 + 0.0611RVP + 5.0444$$

Donde:

W_V = Densidad de los vapores de gasolina condensados (lb/gal)

RVP = Presión de vapor Reíd (psi)

Realizando el cálculo con:

RVP: 7.5

$$W_V = -0.0056(7.5)^2 + 0.0611(7.5) + 5.0444$$

$$W_V = 5.188 \text{ [lb/gal]}$$

Reemplazando en la Ecuación 3.16

$$L_T = [0.1PW_V] \frac{\tau}{168}$$

$$L_T = 0.01224 * \tau$$

$$L_T = 0.01224 \times 2$$

$$L_T = 0.02448 \left[\frac{\text{lb}}{1000 \text{ gal}} \right]$$

Para la determinación de la pérdida por transporte en función del tiempo se toma el promedio de pérdida de transporte en relación al tiempo de transporte.

Realizando el cálculo tenemos:

Tabla 3.10: Tiempo promedio de Transporte

TIEMPO (horas)	Perdida por transporte (L _T)
2	0.02448
18	0.22032
27	0.33048
PROMEDIO	0.19176

Fuente: Danny Delgado Patty, Ingeniería Petrolera, 2016

$$L_T = 0.19176 \left[\frac{\text{lb}}{1000 \text{ gal}} \right]$$

3.4.2.3. Pérdidas Por Descarga En La Planta De Almacenaje

Las emisiones durante la descarga a los tanques en la planta de almacenamiento pueden ser estimadas con un error de +/- 30 % mediante la siguiente expresión

$$L_D = \left[12.46 \frac{SPM_V}{T} \right] \quad \text{Ecuación 3.17 Pérdidas por descarga}$$

Donde:

LD = Pérdidas por descarga (lb/1000 gal)

S = Factor de saturación (Adimensional) Tabla 13

P = Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)

Mv = Peso molecular de los vapores de gasolina (lb/lb mol)

T = Temperatura de la gasolina (°R)

La presión de vapor verdadera puede estimarse empleando la Ec. 5, y el peso molecular del vapor de gasolina empleando la Ec. 6

De la Ecuación 5 tenemos:

$$P = 3.964$$

De la Ecuación 6 tenemos

$$M_v = 67.852$$

Temperatura

$$T = 62.6 \text{ °F} = 522.27 \text{ °R}$$

Factor de Saturación

$$S = 0.5$$

$$L_D = \left[12.46 \frac{SPM_V}{T} \right]$$

$$L_D = \left[12.46 \frac{0.5 * 3.964 * 67.852}{522.27} \right]$$

$$L_D = 3.209 \text{ [lb/1000gal]}$$

CAPITULO IV

MODELOS DE CUANTIFICACIÓN PARA EL CONTROL DE LOS TANQUES DE ALMACEN

4.1. INTRODUCCIÓN

La evaporación de los tanques de almacenamiento de techos fijos y flotantes es una fuente importante de pérdida de productos en la industria del petróleo crudo.

Un líquido tenderá a evaporarse dependiendo de su presión de vapor. La presión de vapor de un líquido depende de la temperatura superficial y la composición del líquido. Las pérdidas por evaporación deben minimizarse para ayudar a maximizar los ingresos de la empresa, cumplir con los requisitos reglamentarios y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero⁹.

La cuantificación precisa de las pérdidas evaporativas de los tanques de almacenamiento es imprescindible dado el impacto en los resultados de la empresa y en el medio ambiente¹⁰.

Estas ecuaciones se basan en los datos del tanque de ensayo y del tanque de campo y se han revisado desde la publicación inicial para obtener estimaciones más precisas.

4.1.1. EVAPORACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO Y CONDENSADO

El petróleo crudo y el condensado son líquidos multicomponentes compuestos por una amplia gama de hidrocarburos que tienen diferentes volatilidades. Además, la composición del petróleo crudo y el condensado será diferente para cada tipo de petróleo. Por lo tanto, evaluar las pérdidas evaporativas del petróleo crudo y el condensado es un reto porque la composición de la mezcla líquida debe ser conocida y no hay dos tanques de almacenamiento llevan la "misma" mezcla líquida.

El aceite crudo y los condensados se clasifican típicamente por su densidad, que se mide por la gravedad API. El petróleo crudo y el condensado con una baja densidad (alta gravedad API) suelen consistir en hidrocarburos más pequeños y tienen mayores presiones de vapor, y por lo tanto son más volátiles.

El aceite crudo de alta gravedad API o el condensado se compone principalmente de hidrocarburos con menos átomos de carbono que C₂₀. El petróleo crudo pesado tiene una baja gravedad API y baja presión de vapor, y por lo tanto es menos volátil. Los aceites crudos pesados se componen principalmente de hidrocarburos C₄₀₊.

⁹ La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus aires), los gobiernos estatales y locales están implementando regulaciones más estrictas sobre las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) y gases de efecto invernadero (GEI) que resultan de la evaporación del tanque de almacenamiento.

¹⁰ El Capítulo 19 del Manual del Instituto Americano del Petróleo de Normas de Medición del Petróleo (API MPMS) detalla las ecuaciones para estimar la pérdida media anual de evaporación de los tanques de almacenamiento.

Para cualquier mezcla de petróleo crudo o condensado su composición determina su gravedad API, que a su vez es un buen indicador de su volatilidad o tendencia a evaporarse.

La tasa de evaporación del petróleo crudo y el condensado es logarítmica con el tiempo porque los componentes más volátiles se evaporan primero a altas tasas seguidas de los componentes menos volátiles.

Las moléculas más ligeras se evaporan primero dejando atrás las moléculas más pesadas causando una reducción en la tasa de evaporación con el tiempo, típico de un logarítmico

4.2. EVAPORACIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La evaporación en los tanques de almacenamiento de petróleo crudo y condensado conduce a la pérdida de productos vendibles, contaminación del aire y emisiones de gases de efecto invernadero. Los tanques de almacenamiento almacenan aceite crudo producido y condensado a presión casi atmosférica. El gas o aceite producido de la cabeza del pozo normalmente pasa a través de al menos un separador y a veces un calentador-tratamiento dependiendo de la calidad del gas / aceite.

Los líquidos separados del separador y del calentador-tratamiento se vierten a los tanques de almacenamiento. Una vez que los líquidos se han asentado en el tanque de almacenamiento, los gases de evaporación se encuentran en el tanque hasta que la presión en el tanque supera el punto de ajuste en los respiraderos del tanque¹¹. Las pérdidas evaporativas se producen principalmente de dos maneras: pérdidas de pie y pérdidas de trabajo. La pérdida evaporativa total de cualquier tanque de almacenamiento es la suma de las pérdidas de pie, L_S , y las pérdidas de trabajo, L_W .

$$L_T = L_S + L_W [lbs/año]$$

Ecuación 4.1: Pérdida evaporativa en un tanque

Las pérdidas de pie son el resultado de la expansión térmica y la contracción del tanque y la mezcla de vapor del ciclo de calentamiento diario. A medida que la temperatura aumenta durante el día, la mezcla de vapor de aire se expande y aumenta la presión en el tanque.

Si la presión en el tanque excede los puntos de ajuste en los respiraderos del tanque, el vapor se ventila del tanque resultando en pérdidas evaporativas. Las pérdidas de pie se producen sin ningún cambio en el nivel de líquido en el tanque.

¹¹ Los orificios de ventilación del tanque generalmente se montan en el techo del tanque y protegen el tanque de la sobrepresión o el exceso de vacío. Cuando la presión en el espacio de vapor del tanque dentro del tanque excede el punto de ajuste de presión, la ventilación de vacío de presión se abre para liberar los vapores hasta que la presión se reduce por debajo de este punto de ajuste. Si se forma un vacío en el tanque, la ventilación se abre para permitir que el aire entre en el tanque hasta que el vacío se reduzca por debajo del punto de ajuste.

Las pérdidas permanentes L_S son una función de las siguientes variables:

- Altura de la carcasa del tanque
- Diámetro del tanque
- Interrupción del techo - volumen contenido bajo un techo de cono o techo de la cúpula
- Altura del líquido
- Temperatura de la superficie del líquido
- Presión del vapor
- Ajustes de ventilación

Las pérdidas de trabajo son el resultado del cambio en el nivel de líquido en el tanque. Cuando el nivel de líquido aumenta, el vapor en el tanque se comprime aumentando la presión en el tanque. Si la presión en el tanque excede el punto de ajuste en los respiraderos del tanque, el vapor se ventila del tanque resultando en pérdidas evaporativas.

Las pérdidas de trabajo L_W son una función de lo siguiente:

- Tasa de rotación de stock
- Rendimiento anual
- Diámetro del tanque
- Altura del líquido
- Temperatura de la superficie del líquido
- Ajustes de ventilación
- Densidad de vapor
- Presión de vapor

Hay varios tipos de tanques de almacenamiento. Pero en el proyecto analizaremos sólo tipos de tanques de almacenamiento comunes para petróleo crudo y condensado, los cuáles son tanques fijos de techo y tanques de techo flotantes que se presentan en la Planta. A continuación, se describen las metodologías establecidas¹² para cuantificar las pérdidas evaporativas de cada tipo de tanque de almacenamiento.

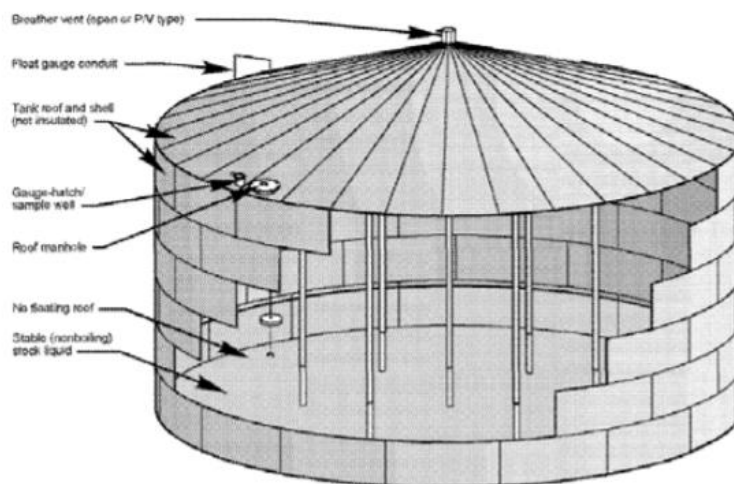
4.2.1. TECHO FIJO

Un tanque de techo fijo es un tanque cerrado con techo, pero no tiene una tapa flotando directamente sobre la superficie líquida. Los vapores se acumulan en el

¹² El procedimiento para el cálculo de pérdidas por evaporación en todo tipo de tanque se da en la norma MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS CHAPTER 19, EVAPORATIVE LOSS MEASUREMENT, el cual en su sección: Section 1-Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks, trata sobre las pérdidas por evaporación en tanque de techo fijo y es la que aplicamos en el presente trabajo para los cálculos y cuantificaciones.

espacio entre el techo del tanque y la superficie líquida. La Figura 1 muestra un diagrama de un tanque de almacenamiento de techo fijo típico.

Figura 4.1: Tanque de Techo Fijo



Fuente: Normas ATM, Capítulo 19 para el control de evaporación, 2012

Las ecuaciones siguientes asumen lo siguiente (por ejemplo, los casos en que los supuestos siguientes no son válidos se refieren a API MPMS 19.1):

- Tanques verticales
- Líquido con una verdadera presión de vapor inferior o igual a 0,1 psia (equivalente a 70 API gravity crude)

Las pérdidas de pie de un tanque de almacenamiento de techo fijo se pueden estimar utilizando la ecuación a continuación¹³.

$$L_S = 365 \times K_E \times H_{VO} \times \left(\frac{\pi}{4} D^2\right) \times K_S \times W_V$$

Ecuación 4.2: Pérdida de pie en un tanque de almacenamiento de techo fijo

Donde:

- L_S : Pérdidas de pie totales (lb/ar)
- K_E : Factor de expansión del espacio de vapor (sin dimensiones)
- H_{VO} : altura del espacio de vapor entre el techo del tanque y la superficie del líquido (ft)
- D : diámetro del tanque (ft)
- K_S : factor de saturación de vapor ventilado (sin dimensiones)
- W_V : densidad de vapor de stock (lb/ft³)

¹³ Más detalle de los factores en Cap19.1 de API MPMS

Las pérdidas de trabajo de un tanque de almacenamiento de techo fijo se pueden estimar utilizando la ecuación a continuación¹⁴:

$$L_W = N \times H_{LX} \times \left(\frac{\pi}{4} D^2\right) \times K_N \times K_P \times K_B \times W_V$$

Ecuación 4.3: Pérdida por trabajo en un tanque de almacenamiento de techo fijo

Donde:

L_W : pérdidas permanentes totales (lb/año)

N : tasa de rotación de stock (turnover/año)

H_{LX} : altura máxima del líquido de stock (ft)

D : diámetro del tanque (ft)

K_N : factor de rotación de pérdida de trabajo (sin dimensiones)

K_P : factor de producto de pérdida de trabajo (sin dimensiones)

W_V : densidad de vapor de stock (lb/ ft³)

K_B : ajuste de ventilación factor de corrección (sin dimensiones) á 1; a menos

que $K_N \left[\frac{P_{BP} + P_A}{P_{VI} + P_A} \right] > 1$

$$K_B = \left[\frac{\frac{P_{VI} + P_A}{K_N} - P_{VA}}{P_{BP} + P_A - P_{VA}} \right]$$

Donde:

P_{BP} : ajuste de la presión de ventilación del respirador (psig)

P_A : presión atmosférica (psia)

P_{VI} : presión del espacio de vapor en condiciones normales de funcionamiento (psig)

P_{VA} : presión de vapor de stock a la temperatura media diaria de la superficie líquida (psig)

4.2.2. TECHO FLOTANTE

Un tanque de techo flotante tiene una balsa como cubierta que flota en la superficie líquida. Un pequeño espacio alrededor del perímetro del techo flotante permite que la cubierta se eleve y caiga a medida que el tanque se llena y se vacía. Este espacio está sellado por un sello de llanta flexible que evita que los vapores escapen. Sin embargo, el sello de llanta de techo flotante puede ser una gran fuente de emisiones de los tanques flotantes del techo.

¹⁴ Más detalle de los factores en Cap19.1 de API MPMS

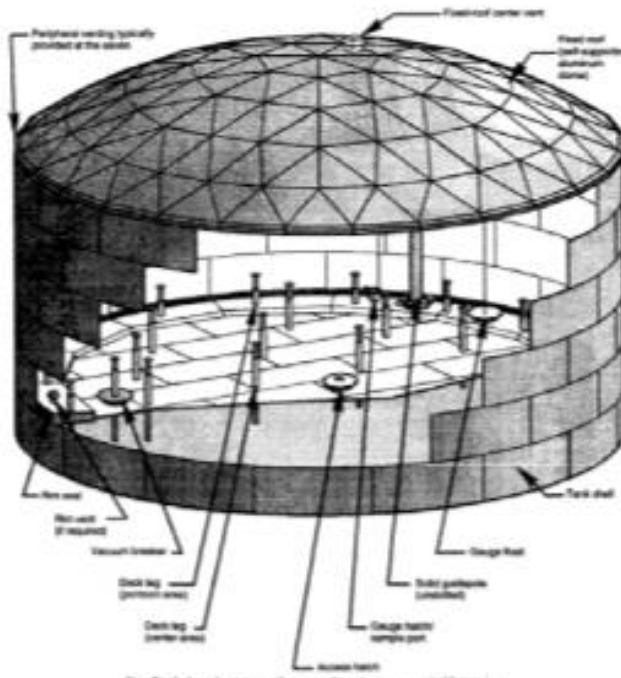
Hay varios tipos de sellos de limpiaparabrisas, sellos de zapatos y sellos de sobre. También hay sellos primarios (sólo un sello utilizado) y sellos secundarios (sellos en tándem).

Cuando hay un sello secundario, el sello primario se monta debajo del sello secundario. El sello primario es el más cercano al líquido y el sello superior es el secundario. El techo flotante reduce las pérdidas evaporativas al reducir el espacio de la cabeza de vapor en el tanque prácticamente eliminando las pérdidas de trabajo.

La pérdida total de evaporación para los tanques flotantes del techo es igual a la pérdida de pie más la pérdida de abstinencia. Las pérdidas de trabajo en los tanques flotantes son insignificantes porque el techo flotante no permite la acumulación de vapores entre el nivel de líquido y el techo de la cáscara.

Esto evita que el aumento y la caída de los niveles de líquido sin cambios en la presión de los vapores en el tanque. La pérdida de abstinencia es la evaporación del líquido residual que se adhiere a la carcasa del tanque y a cualquier columna de soporte mientras se vacía el tanque. En la mayoría de los casos esto es insignificante en comparación con la pérdida de almacenamiento permanente, por lo tanto, se hace poco hincapié en este tipo de pérdida.

Figura 4.2: Tanque de Techo Flotante



Fuente: Normas ATM, Capítulo 19 para el control de evaporación, 2012

Hay tres tipos de tanques flotantes de techo:

IFRT (Internal Floating Roof Tanks): Cubierto por un techo fijo en la parte superior de la carcasa con un techo flotante ligero (Figura 2.) Los IFRT tienen

fuentes de emisiones de la cubierta del techo flotante, el sello flotante de la llanta del techo y los pernos del techo flotante. Las emisiones más importantes también se producen desde los postes de calibre ranurado, las patas del techo y las patas de columna. Las IFRT's usan también:

- Cubiertas de techo soldadas, donde todas las costuras están soldadas juntas (más comunes: diseñadas para ser líquidas y herméticas por vapor)
- Cubiertas de techo de contacto atornilladas donde las costuras están atornilladas y el techo entra en contacto con el líquido
- Cubiertas atornilladas sin contacto donde el techo no entra en contacto con líquido.

CFRT (Tanque de techo flotante cubierto): cubierto por un techo fijo en la parte superior de la carcasa con un techo flotante más pesado (Figura 3.) Los techos soldados de CFRT utilizan la eliminación de emisiones a través del techo, pero los sellos del tanque y los accesorios del techo siguen siendo fuentes de emisiones. Los CFRT también tienen emisiones importantes de los postes de calibre ranurado, las patas del techo y las patas de columna.

EFRT (Tanques externos de techo flotante): expuesto a la atmósfera con un techo flotante más pesado (Figura 4.) Los techos soldados de EFRT utilizan, por lo que no se producen emisiones a través del techo flotante, pero los sellos del tanque y los accesorios del techo siguen siendo fuentes de emisiones. Al igual que los IFRT y CFRT, los EFRT también tienen una emisión importante de los postes de calibre ranurado, las patas del techo y las patas de columna.

Las ecuaciones API siguientes asumen lo siguiente (para los casos en que los supuestos siguientes no son válidos se refieren a API MPMS 19.2):

- Presión real del vapor 0.1-14.7 psia
- Velocidades medias de viento de 0 a 15 mph
- Diámetros del tanque superiores a 20 pies superiores a 20 pies

Las pérdidas de pie son la evaporación más allá del techo flotante durante las condiciones normales y se pueden calcular utilizando la ecuación a continuación. La ecuación representa las pérdidas de pie de los sellos de la llanta, los accesorios de la cubierta y las costuras de la cubierta (si están atornilladas)¹⁵:

$$L_S = [F_r + F_j + F_d]P^* \times M_V \times K_C$$

Ecuación 4.4: Pérdida de pie en un tanque de almacenamiento de techo flotante

¹⁵ Para obtener más información sobre las variables utilizadas en la ecuación siguiente, consulte el capítulo 19.2 de API MPMS.

Donde:

- L_S : Pérdidas de pie totales (lb/ar)
- F_r : factor de pérdida total de sello de llanta (lb-moles/yr)
- F_j : factor de pérdida total de ajuste de la cubierta (lb-mole/ar)
- F_d : factor de pérdida total de costura de la cubierta (lb-mole/yr)
- P^* : función de presión de vapor (sin dimensiones)
- M_V : peso molecular medio del vapor de stock (lb/lb-mole)
- K_C : factor de producto (sin dimensiones)

Las pérdidas de abstinencia provienen del líquido que se adhiere a la cáscara del tanque y las columnas de soporte cuando el tanque se vacía. En la mayoría de los casos esto es insignificante en comparación con las pérdidas permanentes, por lo tanto se hace poco hincapié en este tipo de pérdida. La ecuación siguiente se puede utilizar para calcular las pérdidas de retiro. Para obtener más información sobre las variables utilizadas en la ecuación siguiente, consulte el capítulo 19.2 de API MPMS.

$$L_W = \left[\frac{0,943 \times Q \times C \times W_l}{D} \right] \left[1 + \frac{N_{fc} F_C}{D} \right]$$

Ecuación 4.5: Pérdida total de extracción para tanque de techo flotante

Donde:

- L_W : pérdidas totales de extracción (lb/año)
- Q : caudal neto anual a través del tanque (bbl/año)
- C : factor de adherencia (bbl/1000 ft²) Densidad media de la población líquida a la temperatura media de almacenamiento (lb/gal)
- D : diámetro del tanque (ft)
- N_{fc} : número de soporte de techo fijo columnas (sin dimensiones)
- F_C : Diámetro efectivo de la columna (ft)

4.3. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES

Los cuadros, gráficos, y escala de valores de las variables para que las ecuaciones de pérdida, son citados como referencia. Para obtener una estimación más precisa, detallando información pertinente a las especificaciones de los tanques o tanques bajo ciertas consideraciones.

4.3.1. VARIABLES EN LA PÉRDIDA PERMANENTE DE ALMACENAMIENTO.

La pérdida permanente de almacenamiento, L_s , está relacionada en la Ecuación 2 a las siguientes variables:

- A. Volumen de vapor del taque, V_v , (expresado en términos de D y H_{F1}).
- B. Densidad de vapor de almacenaje,
- C. Factor de expansión del espacio de vapor,
- D. Factor de saturación de vapor venteado,

Estas variables pueden ser calculadas usando las Ecuaciones desde la 3 hasta la 6.

4.3.1.1 Merma del espacio de vapor

La merma del espacio de vapor, es la altura de un cilindro de diámetro del tanque, D , cuyo volumen es equivalente al espacio de volumen de vapor de un tanque de techo fijo, incluyendo el volumen del trecho bajo el cono o domo. La figura 3.1 ilustra la geometría de un tanque de techo fijo con techo cónico o techo domo. La merma del espacio de vapor puede ser determinado a partir de la Ecuación 4.6.

Ecuación No. 4:

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO}$$

Ecuación 4.6: Espacio de vapor

Donde:

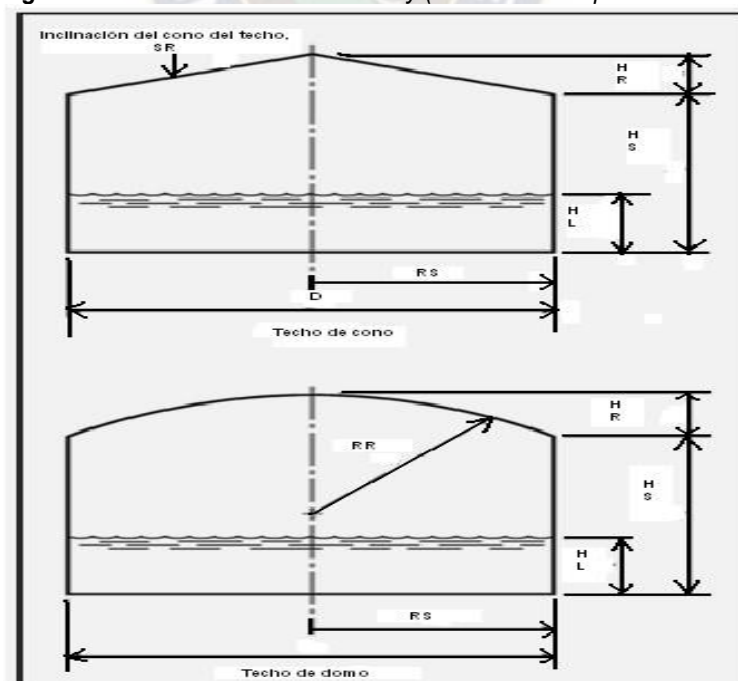
H_{VO} : Merma del espacio de vapor, en pies.

H_S : Altura de la estructura del tanque, en pies.

H_L : Altura de líquido almacenado, en pies.

H_{VO} : Merma del techo (o altura adicional de la estructura equivalente al contenido de volumen bajo el techo), en pies.

Figura 4.3: Fixed-Roof Tank Geometry (Geometría tanque de techo fijo)



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement

4.3.1.1.1 Techo Cónico

Para un techo cónico, la merma del techo (o altura adicional de la estructura equivalente al contenido de volumen bajo el techo), puede calcularse a partir de la Ecuación 4.7.

$$H_{RO} = \frac{1}{3} H_R$$

Ecuación 4.7: Merma de un tanque de techo cónico

Donde:

$$H_R = S_R R_S$$

Ecuación 4.8: Altura del cono de un tanque de techo cónico

Donde:

H_{RO} : Techo corte de luz (o altura adicional de la estructura equivalente al contenido de volumen bajo el techo), en pies.

H_R : Altura del techo del tanque, en pies.

S_R : Pendiente del techo cónico del tanque, en pies por pie.

R_S : Radio de la estructura del tanque, en pies.

Si la pendiente del tanque de techo cónico, , no se conoce, un valor típico de 0,0625 pies por el pie puede ser asumida.

3.1.2.1.2 Techo Tipo Domo

Para un techo tipo domo. La merma del techo (o altura adicional de la estructura equivalente al contenido de volumen bajo el techo), H_{RO} , puede ser determinada a partir de la figura 3.2 o calculada a partir de la Ecuación 16a.

$$H_{RO} = H_R \left[\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \left(\frac{H_R}{R_R} \right)^2 \right]$$

Ecuación 4.9: Merma de un tanque de techo tipo domo

Donde:

$$H_R = R_R - (H_L^2 + H_{RO}^2)^{0,5}$$

Ecuación 4.10: Altura del domo de un tanque de techo tipo domo

Donde:

H_{RO} : Merma del techo (o altura adicional de la estructura equivalente al contenido de volumen bajo el techo), en pies.

H_R : Altura del techo del tanque, en pies.

R_S : Radio de tanque, en pies.

R_R : Radio del techo del tanque tipo domo, en pies.

En la figura 4.4 muestra para un techo tipo domo la relación $H_{RO}:H_R$ varía desde 0,500 a 0,666. Esto puede ser comparado con la misma relación para un techo cónico que, a partir de la Ecuación 16, es un valor constante de 0,333.

La norma API 650 indica que el techo del tanque tipo domo, , varía entre un mínimo del 0,8 D y un máximo de 1,2 D. Si el techo del tanque tipo domo no se conoce, un valor típico de 1,0 D puede asumirse. En este caso, las Ecuaciones 4.9 y 4.10 se simplifican en las Ecuaciones 4.11 y 4.12.

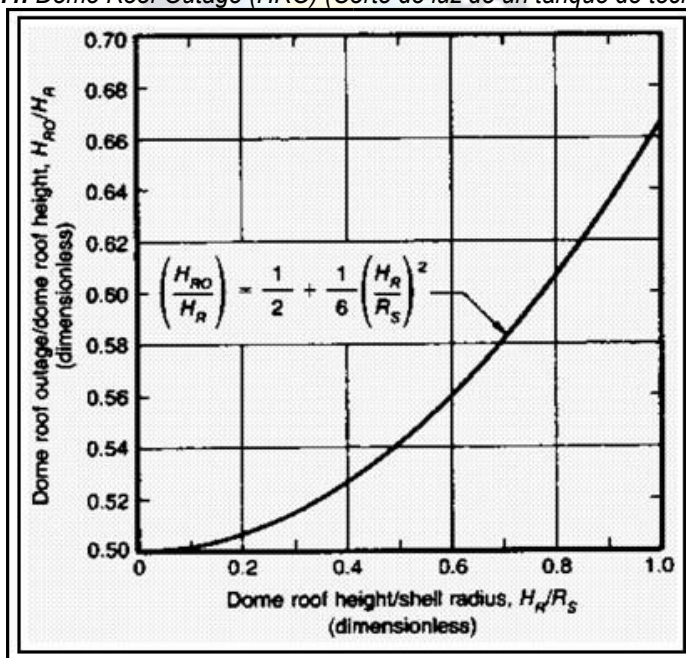
$$H_{RO} = 0,137R_S$$

Ecuación 4.11: Simplificación de la Ecuación 4.9 asumiendo que se tiene un valor de 1,0 D

$$H_{RO} = 0,268R_S$$

Ecuación 4.12: Simplificación de la Ecuación 4.110 asumiendo que se tiene un valor de 1.0 D

Figura 4.4: Dome Roof Outage (HRO) (Corte de luz de un tanque de techo tipo domo)



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement **Elaborado por:** Angel Guainilla

4.3.1.2 Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos necesarios para estimar la pérdida permanente de almacenamiento, L_S , consiste de:

- A. Temperatura máxima diaria del ambiente,
- B. Temperatura mínima diaria del ambiente
- C. Insolación solar¹⁶ total diaria sobre una superficie horizontal

¹⁶ El termino insolación se refiere a la incidencia de la radiación solar.

Cuando sea posible, los datos meteorológicos para el sitio del tanque deben ser usados. Si estos datos no están disponibles, los datos meteorológicos de la zona más cercana de la estación meteorológico local pueden ser usados.

La temperatura diaria máxima y mínima del ambiente se representa en grados Fahrenheit, pero se deben convertir a grados Rankine en las Ecuaciones 4.13 y 4.14, respectivamente.

$$T_{AX} = T_{MAX} + 460$$

Ecuación 4.13: Temperatura máxima diaria del ambiente

$$T_{AX} = T_{MIN} + 460$$

Ecuación 4.14: Temperatura mínima diaria del ambiente

Donde:

T_{AX} : Temperatura máxima diaria del ambiente, en R.

T_{MAX} : Temperatura máxima diaria del ambiente, en °F.

T_{AN} : Temperatura mínima diaria del ambiente, en R.

T_{MIN} : Temperatura mínima diaria del ambiente, en °F.

El promedio diario de la temperatura ambiente, T_{AA} , y el rango diario de temperatura ambiente, ΔT_A , puede ser calculada a partir de las Ecuaciones 4.15 y 4.16, respectivamente.

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2}$$

Ecuación 4.15: Promedio diario de la temperatura ambiente

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AN}$$

Ecuación 4.16: Rango de la temperatura ambiente diaria

Donde:

T_{AA} : Temperatura promedio diario del ambiente, en R.

T_{AX} : Temperatura máxima diaria del ambiente, en R.

T_{AN} : Temperatura mínima diaria del ambiente, en R.

ΔT_A : Rango diario de temperatura ambiente, en R.

4.3.1.3. Absorción Solar de la pintura del tanque,

La absorción solar fuera de la superficie del tanque, A_s , es una función del color de la superficie del tanque, superficie o tipo de sombra, y la condición de la superficie.

Figura 4.5: Absorción solar para determinadas superficies

Surface Color	Shade or Type	Solar Absorptance (α) (dimensionless) Surface Condition	
		Good	Poor
Aluminum	Specular	0.39	0.49
Aluminum	Diffuse	0.60	0.68
Beige/Cream		0.35	0.49
Brown		0.58	0.67
Gray	Light	0.54	0.63
Gray	Medium	0.68	0.74
Green	Dark	0.89	0.91
Red	Primer	0.89	0.91
Rust	Red iron oxide	0.38	0.50
Tan		0.43	0.55
White	—	0.17	0.34
Aluminum ^b	Mill finish, unpainted	0.10	0.15

Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement

En la figura 4.5 se enumera la absorción solar de determinadas superficies del tanque. Si la información específica no está disponible sobre la superficie del color del tanque y la condición de la superficie, con la pintura en buenas condiciones, puede suponerse que representan los más comunes o típicos de tanques de superficie en uso.

Si el tanque y el techo están pintados con un color diferente, la Ecuación 4.17 podrá utilizarse para determinar la absorción solar de la superficie del tanque, α .

$$\alpha = \frac{\alpha_R + \alpha_S}{2}$$

Ecuación 4.17: Absorción solar de la superficie del Tanque

Donde:

α : Absorción solar de la superficie del tanque (sin dimensiones).

α_R : Absorción solar de la superficie del techo del tanque (sin dimensiones).

α_S : Absorción solar de la superficie del cuerpo del tanque (sin dimensiones).

4.3.1.4 Temperatura almacenamiento del líquido,

La temperatura del líquido de almacenamiento, T_B , es la temperatura media del líquido de las existencias en el tanque de almacenamiento. Esta información está normalmente disponible a partir de registros de mediciones del tanque o de otros registros de operaciones del tanque. La temperatura del líquido a granel se utiliza para calcular el promedio diario de temperatura de la superficie del líquido, T_{AA} .

Si la temperatura del líquido de almacenamiento no está disponible, esta puede ser calculada con la Ecuación 4.18.

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1$$

Ecuación 4.18: Temperatura del líquido a granel

Donde:

T_B : Temperatura del líquido a granel, en grados R.

T_{AA} : Promedio diario de la temperatura ambiente, en R.

α : Absorción solar de la superficie del tanque (sin dimensiones).

Las constantes, 6 y 1, en la Ecuación 23 tienen unidades de R.

4.3.1.5 Promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido,

La temperatura promedio diario de la superficie del líquido, T_{LA} , es usado para calcular la presión de vapor de almacenaje a la temperatura promedio diario de la superficie del líquido,

Si los datos diarios de la temperatura promedio de la superficie del líquido del tanque no están disponibles, esta temperatura se puede estimar a partir de la Ecuación 4.19.

$$T_{LA} = 0,44T_{AA} + 0,56T_B + 0,0079\alpha I$$

Ecuación 4.19: Promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido

Donde:

T_{LA} : Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, en R.

T_{AA} : Temperatura promedio diario del ambiente, en R.

T_B : Temperatura del líquido a granel, en R.

α : Tanque de superficie de absorción solar (sin dimensiones).

I : Insolación solar total diario sobre una superficie horizontal, en Btu/pie² por día.

Las constantes, 0,44 y 0,56, en la Ecuación 24 es adimensional. La constante, 0,0079, en la Ecuación 24 tiene unidades de R pies cuadrados por día por unidad térmica británica.

La combinación de las Ecuaciones 4.18 y 4.19, el promedio diario de temperatura de la superficie del líquido puede ser expresada como se muestra en la Ecuación 4.20.

$$T_{LA} = T_{AA} + 0,56(\alpha - 1) + 0,0079\alpha I$$

Ecuación 4.20: Combinación de las Ecuaciones 4.18 y 4.19

Los cálculos de las Ecuaciones 23 y 24 se basan en un modelo de transferencia de calor que asume que las fases líquido y vapor dentro del tanque están en equilibrio entre sí y con las condiciones atmosféricas, pero no tiene en cuenta para efectos de transferencia de calor debido a cambios en la masa (es decir, debido a la existencia de líquidos de diferente temperatura que entra en el tanque). Esta asunción es bastante válida solo cuando la posición de un tanque está en la mitad por un periodo corto de tiempo. Cuando un tanque está frecuentemente lleno o vacío, el promedio diario real de la temperatura de la superficie del líquido, T_{dA} , puede desviarse significativamente de esta asunción. En tal de los casos, el uso de datos

de temperatura reales puede significativamente mejorar la exactitud de la estimación de pérdida.

4.3.1.6. Rango diario de temperatura del vapor

El rango diario de temperatura del vapor, ΔT_V puede estimarse a partir de la Ecuación 4.21.

$$\Delta T_V = \Delta T_A + 0,0079\alpha I$$

Ecuación 4.21: Rango diario de la temperatura del vapor

Donde:

ΔT_V : Rango diario de la temperatura del vapor, en R.

ΔT_A : Rango diario de la temperatura ambiente, en R.

$\Delta T_V = T_{MAX} - T_{min}$

I : Insolación solar total diario sobre una superficie horizontal, en unidades térmicas británicas por pie cuadrado día.

α : Absorción solar de la superficie del tanque (adimensional).

El rango de temperatura del vapor diario puede calcularse directamente a partir de los datos meteorológicos, usando la Ecuación 4.22.

$T_{AV} - T_{AN} = T_{MAX} - T_{min}$

$$\Delta T_V = 0,72(T_{MAX} - T_{min}) + 0,028 \alpha I$$

Ecuación 4.22: Rango de temperatura de vapor

La constante, 0,72, en la Ecuación 4.22 es adimensional. La constante, 0,028, en la Ecuación 4.22 tiene unidades de R pies cuadrados día por unidad térmica británica.

4.3.1.7 Temperatura diaria máxima y mínima de la superficie del líquido

Las temperaturas diarias máximas y mínimas de la superficie del líquido, T_{LX} y T_{LN} , respectivamente, se utilizan para calcular las presiones de vapor de las existencias P_{LX} y P_{LN} . Si los datos sobre estas temperaturas de la superficie del líquido no están disponibles, pueden ser estimadas a partir de las Ecuaciones 4.23 y 4.24.

$$T_{LX} = T_{LA} + 0,25\Delta T_V$$

Ecuación 4.23: Temperatura diaria máxima de la superficie del líquido

$$T_{LN} = T_{LA} - 0,25\Delta T_V$$

Ecuación 4.24: Temperatura diaria mínima de la superficie del líquido

Donde:

T_{LX} : Temperatura diaria máxima de la superficie del líquido, R.

T_{LA} : Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, en R.

T_{LN} : Temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, en R.

ΔT_V : Rango diario de la temperatura de vapor, en R.

4.3.1.8 Peso Molecular del Vapor

El peso molecular del vapor, **puede** ser determinado por el análisis de muestras de vapor o de cálculo de la composición del líquido.

- **Almacenaje de petróleo líquido:** El peso molecular del vapor de petróleo líquidos seleccionados (existencia de multi componentes) está en el gráfico 4.6.
- **Almacenaje de derivados de petróleo:** A falta de información específica, un típico valor de 64 libras por libra-mol puede asumirse para la gasolina.
- **Almacenaje de petróleo crudo:** A falta de información específica, un típico valor de 50 libras por libra-mol puede asumirse. Dado que una gran variabilidad se ha observado en el peso molecular del petróleo crudo, no se ha desarrollado un valor medio para estas existencias.

Figura 4.6: Propiedades del petróleo líquido seleccionado

Petroleum Liquid	Vapor Molecular Weight	Condensed Vapor Density (60°F)	Vapor Pressure ^a (at 60°F)	Vapor Pressure Equation Constants ^b		Temperature Range For Constants A and B	
	M_V (lb/lb-mole)	W_{VC} (lb/gal)	P_V (psia)	A (Dimensionless)	B (°R)	Minimum (°F)	Maximum (°F)
Refined petroleum stocks	—	—	—	c	c	—	—
Crude oil stocks	—	—	—	c	c	—	—
Jet naphtha (JP-4)	80	5.4	1.27	11.368	5,784.3	40	100
Jet kerosene	130	6.1	0.00823	12.390	8,933.0	40	100
Distillate fuel oil no. 2	130	6.1	0.00648	12.101	8,907.0	40	100
Residual oil no. 6	190	6.4	0.0000430	10.104	10,475.5	40	100

Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement Elaborado por: Angel Guainilla

4.3.1.9 Presiones de vapor diaria máxima, media, mínima

La presión de vapor de almacenaje debe determinarse a tres diferentes temperaturas:

- La temperatura máxima diario de la superficie del líquido, .
- Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, .
- Temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, .

Las tres presiones de vapor de almacenaje correspondiente, puede calcularse a partir de las Ecuaciones 4.25, 4.26, y 4.27, respectivamente.

$$P_{VX} = \exp \left[A - \left(\frac{B}{T_{LX}} \right) \right]$$

Ecuación 4.25: Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido

$$P_{VA} = \exp \left[A - \left(\frac{B}{T_{LA}} \right) \right]$$

Ecuación 4.26: Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie del líquido

$$P_{VN} = \exp \left[A - \left(\frac{B}{T_{LN}} \right) \right]$$

Ecuación 4.27: Presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido

Donde:

P_{VX} : Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido. En psia.

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura a la temperatura media diaria de la superficie del líquido, psia.

P_{VN} : Presión de vapor a la temperatura diaria mínima de la superficie del líquido, en psia.

T_{LN} Temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, en R.

T_{LA} Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, en R.

T_{LN} Temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, en R.

A : Constante en la ecuación de presión de vapor (sin dimensiones).

B : Constante en la ecuación de presión de vapor, en R.

\exp Función exponencial.

4.3.1.9.1 Almacenaje de petróleo líquido.

Para seleccionar la existencia de petróleo líquido, la presión de vapor de almacenaje puede ser calculado a partir de Ecuaciones 28,29, y 30, donde las constantes A y B son listados en la figura 4.7.

4.3.1.9.1.1 Almacenaje de derivados de petróleo.

Para derivados de petróleo, la presión de vapor de almacenaje puede ser calculada a partir de las Ecuaciones 4.28, 4.29, y 4.30. Para derivados de petróleo, las constantes A y B son funciones de la presión de vapor Reid, RVP, y de la pendiente de destilación

ASTM.

Las constantes A y B se puede determinar a partir de las figuras 3.5 y 3.6 o calculada a partir de las Ecuaciones 4.28 y 4.29, respectivamente.

$$A = 15,64 - 1,854S^{0,5} - (0,8742 - 0,328S^{0,5})\ln(PVR)$$

Ecuación 4.28: Constante A en función de la presión de Vapor Reid

$$B = 8742 - 1042S^{0,5} - (0,8742 - 179,4S^{0,5})\ln(PVR)$$

Ecuación 4.29: Constante B en función de la presión de Vapor Reid

Donde:

PVR: Presión de vapor Reid de almacenaje, en libras por pulgada cuadrada (psi).

S : Pendiente de destilación ASTM-86 de productos derivados del petróleo al 10% del volumen evaporado.

El valor de S , es la pendiente de los datos destilación ASTM-D86 a 10% de volumen evaporado y puede calcularse a partir de los datos de destilación mediante la Ecuación 4.30.

$$S = \frac{T_{15} - T_5}{10}$$

Ecuación 4.30: Pendiente de destilación ASTM-D86 al 10%

Donde:

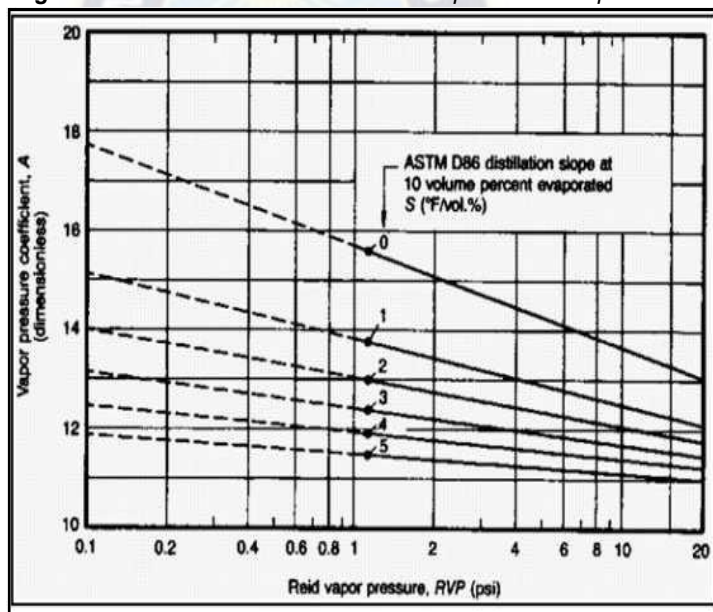
S : Pendiente de destilación ASTM-D86 al 10% del volumen evaporado,

T_5 : Temperatura a la que el 5% de volumen se evapora, en °F.

T_{15} : Temperatura a la que el 15% de volumen se evapora, en °F.

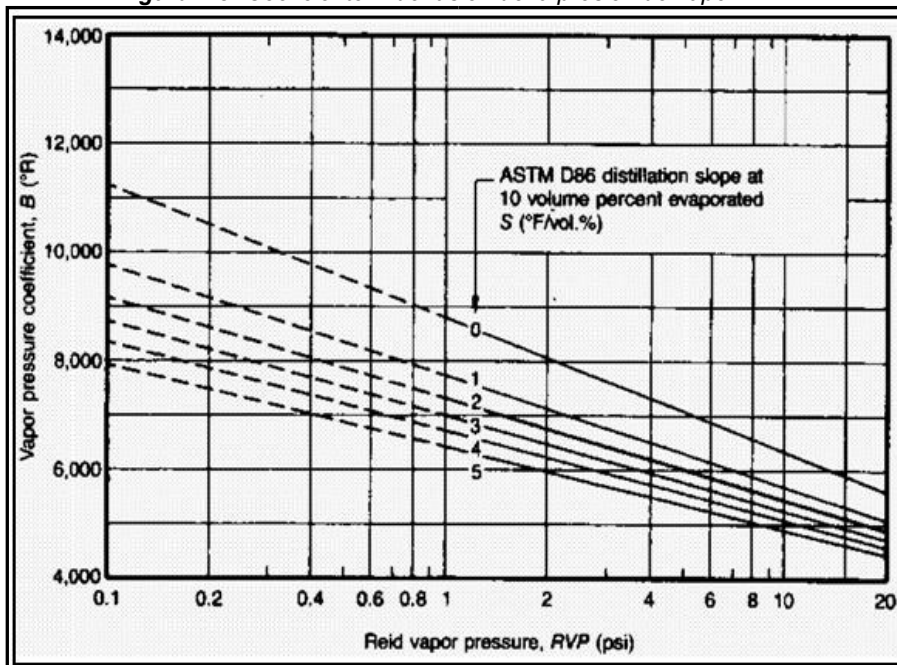
La constante, 10, en la Ecuación 33 tiene unidades de volumen por ciento.

Figura 4.7: Coeficiente A de fusión de la presión de vapor



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement **Elaborado por:** Angel Guainilla

Figura 4.8: Coeficiente B de fusión de la presión de vapor



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement *Elaborado por:* Angel Guainilla

Figura 4.9: Pendiente destilación para el derivado de petróleo almacenado

Refined Petroleum Stock	Reid Vapor Pressure RVP, (psi)	ASTM-D86 Distillation Slope at 10 Volume Percent Evaporated S, (°F/vol. %)
Aviation gasoline	—	2.0
Naphtha	2–8	2.5
Motor gasoline	—	3.0
Light naphtha	9–14	3.5

Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement *Elaborado por:* Angel Guainilla

En ausencia de datos de destilación ASTM-D86 de productos de petróleo, valores aproximados de la pendiente de destilación, S, puede ser usado de la figura 4.9

4.3.1.9.1.2 Almacenaje de Petróleo Crudo

Para almacenaje de petróleo crudo, las presiones de vapor pueden ser calculadas a partir de la Ecuaciones 4.28, 4.29 y 4.30 o mediante los datos de la figura 4.9. Para petróleo crudo, las constantes A y B son funciones solo de la presión de vapor Reid (RVP), y puede ser determinado a partir de las figuras 4.10 y 4.11 o calculada a partir de las Ecuaciones 4.31, y 4.32 respectivamente.

$$A = 12,82 - 0,9672\ln(PVR)$$

Ecuación 4.31: Constante A en función de la presión de vapor Reid, para petróleo crudo

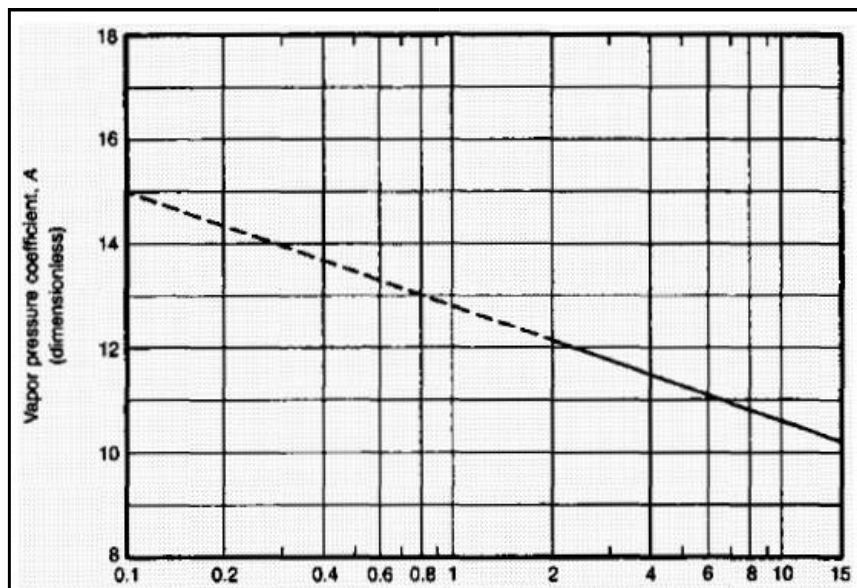
$$B = 7261 - 1216\ln(PVR)$$

Ecuación 4.32: Constantes B función de la presión de vapor Reid, para petróleo crudo

Donde:

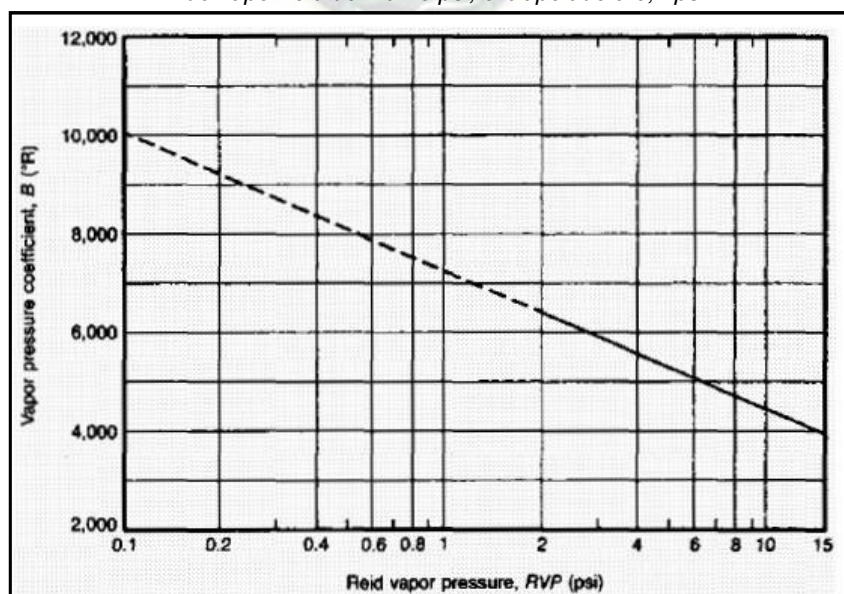
PVR = presión de vapor Reid de almacenaje, en psi.

Figura 4.10: Presión de vapor de un petróleo crudo almacenado con una presión de vapor reid de 2 a 15 psi, extrapolado a 0,1 psi



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement **Elaborado por:** Angel Guainilla

Figura 4.11: Coeficiente de fusión de la presión de vapor de un petróleo crudo almacenado con una presión de vapor reid de 2 a 15 psi, extrapolado a 0,1 psi.



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement **Elaborado por:** Angel Guainilla

4.3.1.9.1.3 Productos petroquímicos a granel

Para seleccionar productos petroquímicos a granel, las presiones de vapor pueden calcularse a partir de las Ecuaciones 4.28, 4.29, y 4.30, donde las constantes A y B están desde la constante-2 de la ecuación de Antoine. Los valores de las constantes A y B se enumeran en la línea inferior de la entrada para la ecuación de Antoine constante, en la tabla 7 de la Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement, para los productos químicos para los cuales se proporcionan valores. Usar los valores de A y B de la forma constante-3 de la ecuación de Antoine arrojaría resultados sin sentido.

Por otra parte, una estimación más precisa de la presión de vapor de productos petroquímicos a granel puede ser calculada a partir de las Ecuaciones 4.33, 4.34, y 4.35.

$$P_{VX} = 0,019337 \log^{-1} \left[A - \left(\frac{B}{\left(5 \frac{T_{LX}}{9} - 273,15 \right) + C} \right) \right]$$

Ecuación 4.33: Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie de un producto petroquímico

$$P_{VA} = 0,019337 \log^{-1} \left[A - \left(\frac{B}{\left(5 \frac{T_{LX}}{9} - 273,15 \right) + C} \right) \right]$$

Ecuación 4.34: Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie de un producto petroquímico

$$P_{VN} = 0,019337 \log^{-1} \left[A - \left(\frac{B}{\left(5 \frac{T_{LX}}{9} - 273,15 \right) + C} \right) \right]$$

Ecuación 4.35: Presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie de un producto petroquímico

Donde:

P_{VX} : Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, en psia.

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie del líquido, en psia.

P_{VN} : Presión de vapor a la temperatura diaria mínima de la superficie del líquido, en psia.

T_{VN} Temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, en R.

T_{LX} Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, en R.

T_{LN} Temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, en R.

A: Constante en la ecuación de presión de vapor (sin dimensiones).

B: Constante en la ecuación de presión de vapor, en °C.

C: Constante en la ecuación de presión de vapor, en °C.

La constante, 0,019337, es un factor de conversión con unidades de libras por pulgada cuadrada absoluta (psia) por milímetro de mercurio¹⁷. Los términos $(5_{dB}/9-273,15)$, $(5_{dA}/9-273,15)$, y $(5_{dE}/9-273,15)$ convierte la temperatura de la superficie del líquido, d_B , d_A , y d_E , de R a °C.

4.3.1.10 Rango diario de presión de vapor, ΔP_V

El rango diario de presión de vapor de almacenaje, ΔP_V se puede calcular desde la Ecuación 4.36.

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN}$$

Ecuación 4.36: Rango diario de presión de vapor de almacenaje

Donde:

ΔP_V : Rango diario de presión de vapor de almacenaje, en psi.

P_{VX} : Presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, en psia.

P_{VN} : Presión de vapor a la temperatura diaria mínima de la superficie del líquido, en psia.

Con el fin de calcular rango diario de presión de vapor de almacenaje, ΔP_V , a partir de la Ecuación 39, es necesario primeramente determinar la presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, P_{VX} , y la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, T_{LA} .

Un método aproximado de estimar el stock diario de vapor es la Ecuación 39a.

Ecuación No. 39a: Rango diario de presión de vapor de almacenaje

$$\Delta P_V = \frac{0,05 * B * P_{VA} * \Delta T_V}{T_{LA}^2}$$

Donde:

ΔP_V : Rango diario de presión de vapor de almacenaje, en psi.

B : Constante en la ecuación de presión de vapor, en R.

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura media de la superficie del líquido, en psia.

T_{LA} : Temperatura promedio diario de la superficie del líquido, en R.

ΔT_V : Rango diario de temperatura del vapor, en R.

4.3.1.11 Rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, ΔP_B

El rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, ΔP_B , es usada en la Ecuación 4.8 y puede calcularse a partir de la Ecuación 4.37.

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV}$$

Ecuación 4.37: Rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero

¹⁷ Las constantes A, B y C están listadas en la Tabla 7 de la Norma API-MPMS 19.1

Donde:

ΔP_B : Rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, psi.

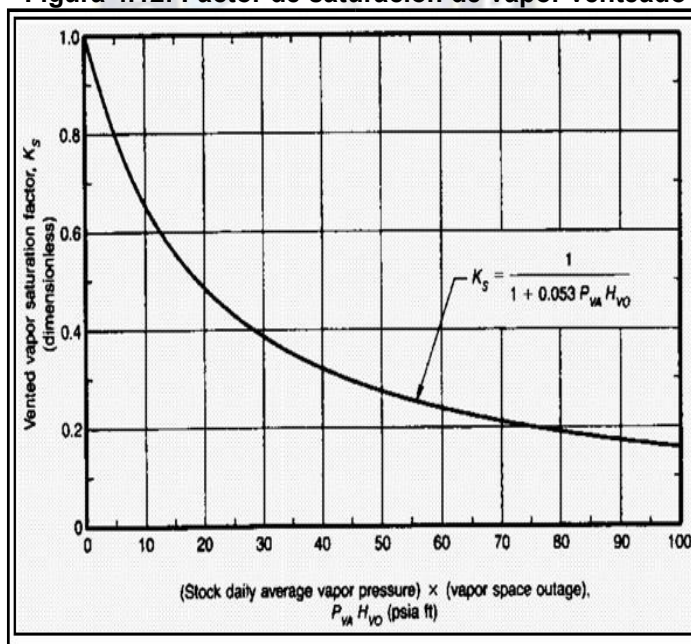
P_{BP} : Ajuste de la presión de venteo del respiradero (siempre valor positivo), en psig.

P_{BV} : Ajuste de la presión de vacío de venteo del respiradero (siempre un valor negativo), en psig.

El ajuste de la presión de venteo del respiradero, , y el ajuste de la presión de vacío de venteo del respiradero, deberían estar disponibles por el propietario del tanque o el operador. Si el tanque de techo fijo su construcción es de atornillado o remachado, en la que el techo o planchas de la estructura no están los gases asegurados, asumir que ΔP_B es 0 libras por pulgada cuadrada, aunque el respiradero se utiliza.

4.3.1.12 Factor de saturación de vapor venteado,

El factor de saturación de vapor venteado, , representa el grado de saturación de almacenaje del vapor en el vapor venteado. El factor de saturación de vapor venteado puede ser estimado a partir de la Ecuación 5 o determina a partir de la figura 3.10.

Figura 4.12: Factor de saturación de vapor venteado

Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement **Elaborado por:** Angel Guainilla

$$K_s = \frac{1}{1 + 0,053 P_{VA} H_{VO}}$$

Ecuación 4.38: Factor de venteo de saturación de vapor

Donde:

K_s : Factor de saturación de vapor venteado, (sin dimensiones).

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie del líquido, en psia.

H_{VO} : Espacio de vapor de corte de luz (outage), en pies.

4.3.1.13. Densidad de vapor condensado, ρ_{VC}

4.3.1.13.1 Almacenaje de petróleo líquido

Para seleccionar la densidad de vapor condensado de un petróleo líquido, a 60 °F está dada en la figura 4.13.

Para productos derivados de petróleo y petróleo crudo, la densidad de vapor condensado de almacenaje, ρ_{VC} , es inferior a la densidad del líquido almacenado, ρ_L . Si esta información no se conoce, se puede calcular a partir de la Ecuación 4.39, la cual se desarrolló principalmente para gasolina.

$$W_{VC} = 0,08M_V$$

Ecuación 4.39: Densidad de vapor condensado almacenado a 60°F

Donde:

W_{VC} : Densidad de vapor condensado almacenado, en libras por galón,

M_V : Peso molecular del vapor almacenado, en libras por libra-mol.

La constante, 0,08, en la Ecuación 4.39 tiene unidades de libras moles por galón.

4.3.2 VARIABLES EN LA PÉRDIDA DE TRABAJO

La pérdida de trabajo está relacionada en la Ecuación 4.33 a las siguientes variables:

- Volumen de vapores desplazados, Q (expresado en términos de N , H_{LX} y D).
- Densidad de vapor, ρ_V .
- Factor del producto, F_P .
- Factor del volumen de venta (saturación), F_{VS} .
- Factor de corrección de ajuste de venteo, F_{VA} .

Las variables relacionadas con la densidad de vapor almacenado, ρ_{VC} , se indicaron anteriormente. Las variables adicionales en la pérdida de trabajo, como la cantidad de material neto anual almacenado, Q ; factor pérdida de trabajo en el volumen de venta, F_{VS} ; factor de pérdida de trabajo del producto, F_P , y el factor de corrección de ajuste de venteo, F_{VA} ; ya se examinaron anteriormente.

4.3.2.1 Cantidad de material neto anual utilizado, Q

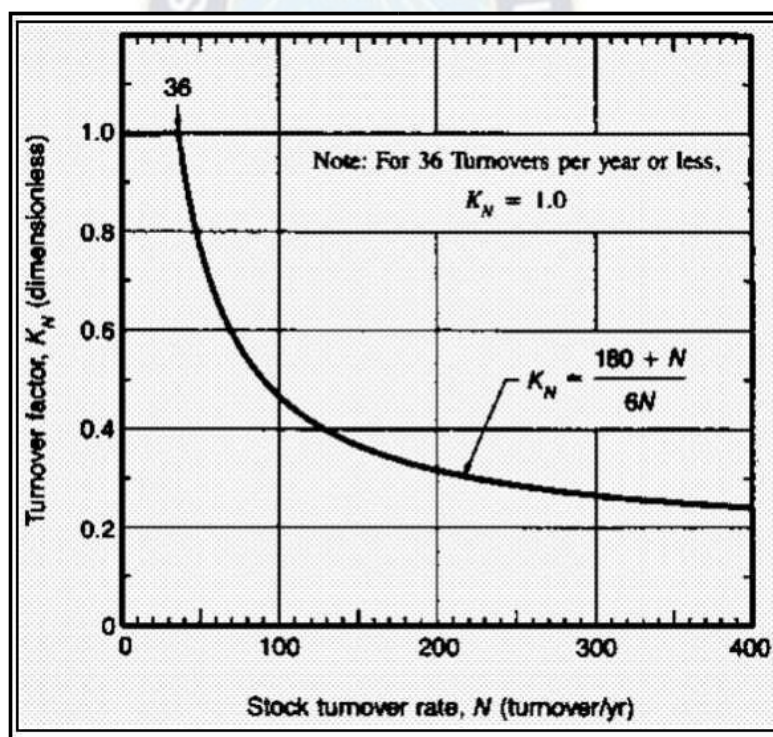
La cantidad de material neto anual utilizado, Q , tal como se utiliza en esta publicación, es el volumen total de existencias que se bombea dentro del tanque en

un año que resulta en un aumento en el nivel de las existencias de líquido en el tanque. Si el llenado y vaciado se producen por igual, y al mismo tiempo a fin de que el nivel de líquido no cambie, el rendimiento neto es cero. La cantidad de material neto anual, utilizado rendimiento neto anual se presenta en la Ecuación 7 como función del tanque y del número de movimientos. El volumen del tanque se expresa en términos del diámetro del tanque, D , y de la altura máxima de almacenamiento del líquido, H_L .

4.3.2.2 Factor de movimiento (volumen de venta)

Para tanques donde la cantidad de material neto anual utilizado, Q , es grande, produciendo frecuentemente movimiento en el tanque (más de 36 movimientos por año), la mezcla de vapor venteado air-stock no es saturado con el vapor almacenado. La pérdida de trabajo factor de movimiento, K_N , se utiliza para tener en cuenta esta falta de condición de saturación en el vapor venteado. El factor de movimiento se puede determinar a partir de la figura 3.11 o calculada de Ecuaciones 8 y 8a.)

Figura 4.13: Pérdidas por trabajo en volumen de venta



Fuente: Norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement Elaborado por: Angel Guainilla

El índice de movimiento de almacenaje, N , puede calcularse a partir de la ecuación 4.40.

$$N = \frac{5,614 Q}{\left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 H_{LX}}$$

Ecuación 4.40: Índice de rotación de existencias, en un volumen de negocios por año, N

Donde:

N : Índice de rotación de existencias, en renovaciones de negocios por año.

Q : Movimiento anual neto de almacenaje (asociada con el aumento del nivel de líquido almacenado en el tanque), en barriles por año.

D : Diámetro del tanque, en pies.

H_{LX} : Altura máxima del líquido almacenado, en pies.

En la Ecuación 4.40, la constante, 5,614, tiene unidades de pies cúbicos por barril.

4.3.2.3 Factor del producto

El factor del producto en la pérdida de trabajo, cuenta para el efecto de diferentes tipos de líquido almacenado en las pérdidas por evaporación durante la operación del tanque. El uso de este factor del producto sólo se aplica a las pérdidas de trabajo y no debe utilizarse para estimar las pérdidas de almacenamiento permanente.

Los factores de Producto han sido desarrollados para múltiples mezclas de hidrocarburos líquidos, incluidas el almacenamiento de petróleo crudo y derivados de petróleo (como gasolinas y naftas), así como de un solo componente de un producto petroquímico almacenado.

$$K_p = 0,75$$

Ecuación 4.41: Factor de pérdidas por trabajo para petróleo crudo

$$K_p = 1,00$$

Ecuación 4.42: Factor de pérdidas por trabajo para derivados de petróleo

$$K_p = 1,00$$

Ecuación 4.43: Factor de pérdidas por trabajo para un solo componente de un producto petroquímico

4.3.2.4 Ajuste del factor de corrección de venteo,

El cálculo de ajuste del factor de corrección de venteo se realiza en dos pasos. El primer paso es chequear para determinar si la compresión del espacio de vapor durante el llenado, antes de la apertura de venteo, es suficiente para lograr la concentración de vapores en el espacio superior por encima del punto de saturación.

Si la concentración de vapor se demuestra que llega al punto de saturación, se asume que la condensación se lleva a cabo.

La reducción de cantidad de vapor debido a la condensación se calculará de acuerdo con las leyes del gas ideal, tal como está formulada en la Ecuación 4.7

CAPÍTULO V: APLICACIÓN PRÁCTICA

5.1. INFORMACIÓN DE LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE PALAMASOLA

En esta planta se realiza el proceso de transferencia de custodia del crudo proveniente del campo Palmasola perteneciente a la empresa YPF, para posteriormente ser almacenado a los tanques que cuenta esta área. Se compone de las siguientes partes:

- Un tanque vertical de almacenamiento de gasolina especial cuya capacidad es de $6010 m^3$.
- Un tanque vertical de almacenamiento de gasolina especial cuya capacidad es de $3231 m^3$.
- Un tanque vertical de almacenamiento de gasolina premium cuya capacidad es de $801 m^3$.
- Un tanque vertical de almacenamiento de gasolina especial cuya capacidad es de $1423 m^3$.
- Sistema contra incendios.
- Tubería de 16 pulgadas.
- Conjunto de medidores LACT (Medidores tipo Turbina y Probador Bidireccional, computadora de flujo).
- Campamento habitacional.
- Conjunto de bombas de transferencia de crudo.
- Sistema de Comunicaciones.
- Sistema de Generación Eléctrica.
- Sala de Control Principal la cual maneja el sistema SCADA

A continuación, se detallan los siguientes datos para realizar los cálculos correspondientes:

DATOS	SIMBOLO	VALOR
Tanque de techo fijo tipo cónico	TM10-TK1 001A	
Diámetro del tanque	D	119,96 pies
Radio del tanque	R _S	$\frac{D}{2} = 59,98$ pies
Inclinación del cono del techo	S _R	0,0625 pies/pie
Altura del cuerpo del tanque	H _S	39,98 pies
Altura de trabajo del tanque	H _L	2,93 pies
Máxima temperatura ambiente diaria	T _{AX}	487 R (80 °F)
Mínima temperatura ambiente diaria	T _{AN}	478 R (65°F)
Pintura del techo y cuerpo del tanque		Es de aluminio y de condición buena
Absorción solar diaria	I	110 Btu/pie ²
Presión de Vapor Reid	RVP	3,25 psi
Peso molecular de vapor del producto	M _V	120 lb/lb-mol
Constante de gas ideal	R	$10,37 \frac{\text{psia}\cdot\text{pie}^3}{\text{lb}\cdot\text{mol}^\circ\text{R}}$
Presión de respiración de tanque (válvula) siempre	P _{BP}	0,03 psi

DATOS	SIMBOLO	VALOR
Presión de vacío de tanque (válvula) siempre negativo	P _{BV}	- 0,03 psi
Presión atmosférica del sitio del tanque	P _A	11,80 psi/absoluta
Stock anual movilitado por tanque asociado a incremento de nivel	Q	1000100barriles por año
Altura máxima de producto (llenado)	H _{LX}	35,14 pies
Índice de rotación de existencias (Rata de renovación del stock)	N	Valor determinado con la Ecuación 42 de la norma API MPMS 19.1

5.2. CÁLCULO DE LOS FE MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LOS MODELOS CUANTITATIVOS

5.2.1 OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS PERMANENTES POR ALMACENAMIENTO

5.2.1.1 Obtención del factor de absorción de la pintura del techo del tanque

De acuerdo a la tabla 5 de la norma API-MPMS 19.1; Evaporative Loss Measurement del gráfico 3.3, α_R será:

$$\alpha_R = 0,39$$

5.2.1.2 Obtención del factor de absorción de la pintura del cuerpo del tanque

De acuerdo a la tabla 5 de la norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement del gráfico 3.3, α_S será:

$$\alpha_S = 0,39$$

5.2.1.3 Obtención del factor de absorción solar de la superficie del tanque, α

$$\alpha = \frac{\alpha_R + \alpha_S}{2}$$

$$\alpha = \frac{0,39 + 0,39}{2}$$

$$\alpha = 0,39$$

5.2.1.4 Obtención del rango de temperatura ambiente diaria, ΔT_A

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AN}$$

$$\Delta T_A = 487 - 478$$

$$\Delta T_A = 9 [R]$$

5.2.1.5 Obtención del promedio diario de la temperatura ambiente, T_{AA}

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2}$$

$$T_{AA} = \frac{487 + 478}{2}$$

$$T_{AA} = 482,5 [R]$$

5.2.1.6 Obtención del rango diario de la temperatura del vapor, ΔT_V

$$\Delta T_V = 0,72\Delta T_A + 0,028\alpha I$$

$$\Delta T_V = (0,72 \times 9) + (0,028 \times 0,39 \times 110)$$

$$\Delta T_V = 7,68 [R]$$

5.2.1.7 Obtención de la temperatura del líquido a granel, T_B

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1$$

$$T_B = 482,5 + (6 \times 0,39) - 1$$

$$T_B = 483,84 [R]$$

5.2.1.8 Obtención del promedio diario de la temperatura en la superficie del líquido, T_{LA}

$$T_{LA} = 0,44T_{AA} + 0,56T_B + 0,0079\alpha I$$

$$T_{LA} = 0,44(482,5) + 0,56(483,84) + 0,0079(0,39)110$$

$$T_{LA} = 483,89 [R]$$

5.2.1.9 Obtención de la temperatura diaria máxima de la superficie del líquido, T_{LX}

$$T_{LX} = T_{LA} + 0,25\Delta T_V$$

$$T_{LX} = 483,84 + 0,25 \times 7,68$$

$$T_{LX} = 485,51 [R]$$

5.2.1.10 Obtención de la temperatura diaria mínima de la superficie del líquido, T_{LN}

$$T_{LN} = T_{LA} - 0,25\Delta T_V$$

$$T_{LN} = 483,89 - (0,25 \times 7,68)$$

$$T_{LN} = 481,67 [R]$$

5.2.1.11 Obtención de la constante A para el petróleo crudo en función de la presión de vapor

$$A = 12,82 - (0,96 \times PVR)$$

$$A = 12,82 - (0,96 \times 3,25)$$

$$A = 11,68$$

5.2.1.12 Obtención de la constante B para el petróleo crudo en función de la presión de vapor

$$B = 7261 - (1216 \times PVR)$$

$$B = 7261 - (1216 \times 3,25)$$

$$B = 5827,76$$

5.2.1.13 Obtención de la presión de vapor a la temperatura media diaria de la superficie del líquido

$$P_{VA} = \exp \left[A - \frac{B}{T_{LA}} \right]$$

$$P_{VA} = \exp \left[11,68 - \frac{5827,76}{583,59} \right]$$

$$P_{VA} = 0,69 \text{ [psi]}$$

5.2.1.14 Obtención de la presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido, P_{VX}

$$P_{VX} = \exp \left[A - \frac{B}{T_{LX}} \right]$$

$$P_{VX} = \exp \left[11,68 - \frac{5827,76}{585,51} \right]$$

$$P_{VX} = 0,7237 \text{ [Psi]}$$

5.2.1.15 Obtención de la presión de vapor a la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido, P_{VN}

$$P_{VN} = \exp \left[A - \frac{B}{T_{LN}} \right]$$

$$P_{VX} = \exp \left[11,68 - \frac{5827,76}{481,67} \right]$$

$$P_{VX} = 0,6576 \text{ [Psi]}$$

5.2.1.16 Obtención de el rango diario de presión de vapor de almacenaje, ΔP_V

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN}$$

$$\Delta P_V = 0,7237 - 0,6576$$

$$\Delta P_V = 0,0611 \text{ [PSI]}$$

5.2.1.17 Obtención de el rango de ajuste de la presión de venteo del respiradero, ΔP_B

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV}$$

$$\Delta P_B = 0,03 - (-0,03)$$

$$\Delta P_B = 0,06 \text{ PSI}$$

5.2.1.18 Obtención de el factor de expansión del espacio de vapor, K_E

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_B}{P_A - P_A}$$

$$K_E = \frac{7,68}{483,59} + \frac{0,0611 - 0,06}{11,80 - 0,6900}$$

$$K_E = 0,0164$$

5.2.1.19 Obtención de la altura del cono de un tanque de techo cónico, H_R

$$H_R = S_R R_S$$

$$H_R = 0,0625 \times 59,28$$

$$H_R = 3,75 \text{ [Pies]}$$

5.2.1.20 Obtención de la altura equivalente al volumen contenido bajo el techo (Roof Outage) o merma, H_{R0}

$$H_{R0} = \frac{1}{3} H_R$$

$$H_{R0} = \frac{1}{3} \times (3,75)$$

$$H_{R0} = 1,25 \text{ [pies]}$$

5.2.1.21 Obtención del espacio de vapor del outage, H_{VO}

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{R0}$$

$$H_{VO} = 39,98 - 2,93 + 1,25$$

$$H_{VO} = 38,30 \text{ [pies]}$$

5.2.1.22 Obtención del factor de saturación del vapor venteado, K_S

$$K_S = \frac{1}{1 + 0,053 P_{VA} H_{VO}}$$

$$K_S = \frac{1}{1 + 0,053 \times 0,69 \times 38,30}$$

$$K_S = 0,4166$$

5.2.1.23 Obtención de la densidad del vapor almacenado, W_V

$$W_V = \frac{M_M P_{VA}}{RT_{LA}}$$

$$W_V = \frac{120 \times 0,69}{10,73 \times 483,59}$$

$$W_V = 0,01596 \text{ lbs/pie}^3$$

5.2.1.24 Obtención de las pérdidas permanentes de almacenamiento, L_S

$$L_S = 365 K_E H_{VO} \left(\pi \frac{D^2}{4} \right) K_S W_V$$

$$L_S = 365 \times 0,0164 \times 38,30 \times \left(\pi \frac{(119,96)^2}{4} \right) \times 0,4166 \times 0,01596$$

$$L_S = 17254 \text{ libras/año}$$

5.2.1.25 Obtención de la densidad de vapor condensado almacenado a 60°F, W_{VC}

$$W_{VC} = 0,08M_V$$

$$W_{VC} = 0,08 \times 120$$

$$W_{VC} = 9,5 \text{ libras/galón}$$

5.2.1.26 Transformar las pérdidas permanentes de almacenamiento a barriles por año, L_{bbl}

$$L_{bbl} = \frac{L_S}{42W_{VC}}$$

$$L_{bbl} = \frac{17254}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 43 \frac{bbls}{año}$$

5.2.2 OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR TRABAJO

5.2.2.1 Obtención del índice de rotación de existencias (rata de renovación del stock), N

$$N = \frac{5,614Q}{\frac{\pi}{4}D^2H_{LN}}$$

$$N = \frac{5,614 \times 1000100}{\frac{\pi}{4}119,96^2 \times 35,14}$$

$$N = 14 \frac{\text{renovaciones}}{\text{año}}$$

5.2.2.2 Obtención del factor de renovación de pérdida por trabajo, K_N

$$K_N = 1, \text{ para } N \leq 36$$

5.2.2.3 Obtención del factor de pérdidas por trabajo del petróleo crudo K_P

$$K_P = 0,75$$

5.2.2.4 Obtención del factor de corrección de ajuste de venteo, cuando el $\Delta P_B = 0,03$

$$K_B = 1$$

5.2.2.5 Obtención de la densidad del vapor almacenado, W_V

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}}$$

$$W_V = \frac{120 \times 0,69}{10,73 \times 453,89}$$

$$W_V = 0,01596 \frac{lbs}{ft^3}$$

5.2.2.6 Obtención de las pérdidas por trabajo, L_W

$$L_W = NH_{LX} \left(\pi \frac{D^2}{4} \right) K_N K_B K_P W_V$$

$$L_W = 14 \times 35,14 \times \left(\pi \frac{119,96^2}{4} \right) \times 1 \times 0,75 \times 1 \times 0,01596$$

$$L_W = 67200 \frac{lbs}{año}$$

5.2.2.7 Transformación de las pérdidas por trabajo a barriles por año

$$L_{bbl} = \frac{L_W}{42 W_{VC}}$$

$$L_{bbl} = \frac{67198}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 165 \frac{bbl}{año}$$

5.2.3 OBTENCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES

5.2.3.1 Obtención de las pérdidas totales en libras por año

$$L_T = L_S + L_W$$

$$L_T = 17264 + 67198$$

$$L_T = 84452 \frac{lbs}{año}$$

5.2.3.2 Obtención de las pérdidas totales en barriles por año

$$L_{bbl} = \frac{L_T}{42W_{VC}}$$

$$L_{bbl} = \frac{84452}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 212 \frac{bbl}{año}$$

5.3. CÁLCULO MEDIANTE DE LOS FE MEDIANTE SOFTWARE “TANKS DE LA PLANTA

Existen varios paquetes de software disponibles que calculan las pérdidas evaporativas de los tanques de almacenamiento. TANKS es un programa gratuito desarrollado por la EPA que estima las emisiones de COV y contaminantes peligrosos del aire de los tanques de almacenamiento de techo fijo y flotante.

El programa TANKS está diseñado para estimar las emisiones de aire de líquidos orgánicos en tanques de almacenamiento. La Oficina de Planificación y Normas de Calidad del Aire (EPA) de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) desarrolla y mantiene herramientas de estimación de emisiones para apoyar a las agencias, consultores e industria sorteados de la Agencia Federal, Estatal y Local con estimación de emisiones atmosféricas de Fuentes.

5.3.1. TANQUE 1

Introducimos los datos generales del tanque:

Figura 5.1: Datos de identificación – TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Identification No: 2914

* Description: Tanque de Almacenamiento de Gasolina especial. Capacidad de 6010 metros cúbicos.

* State: Bolivia

* City: Santa Cruz

* Company: YPFB

* Optional

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Procedemos a introducir las características físicas:

Figura 5.2: Características físicas - TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Dimensions:

Shell Height (ft): 39,18

Shell Diameter (ft): 119,96

Maximum Liquid Height (ft): 35,14

Average Liquid Height (ft): 35,14

Working Volume (gal): 7.500,00

Turnovers per Year: 70,06

Net Throughput (gal/yr): 525.450,00

Is Tank Heated? Yes

Roof Characteristics:

Color/Shade: White/White (D)

Condition: Good (D)

Type: Cone

Height (ft): 35

Slope (ft/ft) (Cone Roof): 0,58

Shell Characteristics:

Shell Color/Shade: White/White (D)

Shell Condition: Good (D)

Breather Vent Settings:

Vacuum Setting (psig): -0,03

Pressure Setting (psig): 0,03

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Introducimos las características del lugar

Figura 5.3: Características del lugar - TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | **Site Selection** | Tank Contents | Monthly Calculations

Nearest Major City:

Daily Average Ambient Temperature (F):

Annual Average Maximum Temperature (F):

Annual Average Minimum Temperature (F):

Average Wind Speed (mph):

Annual Average Solar Insolation Factor (Btu/(ft²*day)):

Atmospheric Pressure (psia):

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Especificamos los datos para el contenido del tanque

Figura 5.4: Contenido del Tanque - TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | **Tank Contents** | Monthly Calculations

Chemical Category of Liquid:

Single or Multi-Component Liquid:

Chemical Name:

CAS Number:

Average Liquid Surface Temperature (F):

Minimum Liquid Surface Temperature (F):

Maximum Liquid Surface Temperature (F):

Bulk Liquid Temperature (F):

Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:

Liquid Molecular Weight:

Vapor Molecular Weight:

Mixture 1 of 1

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Seleccionamos los datos para el cálculo mensual de la emisión de gasolina

Figura 5.5: Cálculo mensual - TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

	Throughput	Mixture Name
JAN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
FEB: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
MAR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
APR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
MAY: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
JUN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
JUL: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
AUG: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
SEP: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
OCT: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
NOV: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)
DEC: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)

Annual Throughput Specified: 525.450,00

Total for Months: 525.450,00

Fill Mixture Names With First Mixture Name

Distribute Throughput

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Seleccionamos el tipo de reporte de datos:

Figura 5.6: Selección del tipo de reporte - TK 2914

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

	Throughput
JAN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
FEB: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
MAR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
APR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
MAY: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
JUN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
JUL: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
AUG: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
SEP: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
OCT: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
NOV: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7
DEC: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7

Report Type: Detail

Time Basis: Monthly

Months:

January July

February August

March September

April October

May November

June December

All

OK Close

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

5.3.2. TANQUE 2

Figura 5.7: Datos de identificación – TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Identification No: 2914

* Description: Tanque de Almacenamiento de Gasolina especial. Capacidad de 6010 metros cúbicos.

* State: Bolivia

* City: Santa Cruz

* Company: YPFB

* Optional

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.8: Características físicas - TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Dimensions:

Shell Height (ft): 39,18

Shell Diameter (ft): 119,96

Maximum Liquid Height (ft): 35,14

Average Liquid Height (ft): 35,14

Working Volume (gal): 7.500,00

Turnovers per Year: 70,06

Net Throughput (gal/yr): 525.450,00

Is Tank Heated? Yes

Roof Characteristics:

Color/Shade: White/White (D)

Condition: Good (D)

Type: Cone

Height (ft): 35

Slope (ft/ft) (Cone Roof): 0,58

Shell Characteristics:

Shell Color/Shade: White/White (D)

Shell Condition: Good (D)

Breather Vent Settings:

Vacuum Setting (psig): -0,03

Pressure Setting (psig): 0,03

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.9: Características del lugar – TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations
<p>Nearest Major City: <input type="text" value="Brownsville, Texas"/></p> <p>Daily Average Ambient Temperature (F): <input type="text" value="73,816667"/></p> <p>Annual Average Maximum Temperature (F): <input type="text" value="82,908333"/></p> <p>Annual Average Minimum Temperature (F): <input type="text" value="64,725"/></p> <p>Average Wind Speed (mph): <input type="text" value="11,35"/></p> <p>Annual Average Solar Insulation Factor (Btu/(ft*²*day)): <input type="text" value="1.508,2751"/></p> <p>Atmospheric Pressure (psia): <input type="text" value="14,7175"/></p> <p style="text-align: right;"><input type="button" value="Sort by State Name"/></p>				
<input type="button" value="Copy"/> <input type="button" value="Run Report"/> <input type="button" value="Save"/>		<input type="button" value="Close"/> <input type="button" value="Help"/>		

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.10: Condiciones del tanque – TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations																			
<p>Chemical Category of Liquid: <input type="text" value="Petroleum Distillates"/></p> <p>Single or Multi-Component Liquid: <input type="text" value="Single"/></p>																							
<table border="1"> <tr> <td>Chemical Name:</td> <td><input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/></td> <td rowspan="10"> <input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/> <input type="button" value="Delete Mixture"/> <input type="button" value="Next Mixture >"/> <input type="button" value="< Previous Mixture"/> <input type="button" value="Add Mixture"/> Mixture 1 of 1 </td> </tr> <tr> <td>CAS Number:</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>Average Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="72"/></td> </tr> <tr> <td>Minimum Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="65"/></td> </tr> <tr> <td>Maximum Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="80"/></td> </tr> <tr> <td>Bulk Liquid Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="75"/></td> </tr> <tr> <td>Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:</td> <td><input type="text" value="7,2178"/></td> </tr> <tr> <td>Liquid Molecular Weight:</td> <td><input type="text" value="92"/></td> </tr> <tr> <td>Vapor Molecular Weight:</td> <td><input type="text" value="65"/></td> </tr> </table>					Chemical Name:	<input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/>	<input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/> <input type="button" value="Delete Mixture"/> <input type="button" value="Next Mixture >"/> <input type="button" value="< Previous Mixture"/> <input type="button" value="Add Mixture"/> Mixture 1 of 1	CAS Number:	<input type="text"/>	Average Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="72"/>	Minimum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="65"/>	Maximum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="80"/>	Bulk Liquid Temperature (F):	<input type="text" value="75"/>	Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:	<input type="text" value="7,2178"/>	Liquid Molecular Weight:	<input type="text" value="92"/>	Vapor Molecular Weight:	<input type="text" value="65"/>
Chemical Name:	<input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/>	<input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/> <input type="button" value="Delete Mixture"/> <input type="button" value="Next Mixture >"/> <input type="button" value="< Previous Mixture"/> <input type="button" value="Add Mixture"/> Mixture 1 of 1																					
CAS Number:	<input type="text"/>																						
Average Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="72"/>																						
Minimum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="65"/>																						
Maximum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="80"/>																						
Bulk Liquid Temperature (F):	<input type="text" value="75"/>																						
Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:	<input type="text" value="7,2178"/>																						
Liquid Molecular Weight:	<input type="text" value="92"/>																						
Vapor Molecular Weight:	<input type="text" value="65"/>																						
<input type="button" value="Copy"/> <input type="button" value="Run Report"/> <input type="button" value="Save"/>			<input type="button" value="Close"/> <input type="button" value="Help"/>																				

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.11: Cálculos mensuales – TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

	Throughput	Mixture Name	
JAN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	Annual Throughput Specified 525.450,00 Total for Months 525.450,00 Fill Mixture Names With First Mixture Name Distribute Throughput
FEB: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
MAR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
APR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
MAY: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
JUN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
JUL: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
AUG: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
SEP: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
OCT: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
NOV: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	
DEC: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)	

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.12: Tipo de reporte – TK 2917

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

	Throughput	Mixture Name	
JAN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		Annual Throughput Specified 525.450,00 Total for Months 525.450,00 Fill Mixture Names With First Mixture Name Distribute Throughput
FEB: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
MAR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
APR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
MAY: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
JUN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
JUL: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
AUG: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
SEP: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
OCT: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
NOV: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		
DEC: <input checked="" type="checkbox"/>	43.7		

Report Type

Report Type:

Time Basis:

Months:

<input checked="" type="checkbox"/> January	<input checked="" type="checkbox"/> July
<input checked="" type="checkbox"/> February	<input checked="" type="checkbox"/> August
<input checked="" type="checkbox"/> March	<input checked="" type="checkbox"/> September
<input checked="" type="checkbox"/> April	<input checked="" type="checkbox"/> October
<input checked="" type="checkbox"/> May	<input checked="" type="checkbox"/> November
<input checked="" type="checkbox"/> June	<input checked="" type="checkbox"/> December

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

5.3.3. TANQUE 3

Figura 5.13: Datos de Identificación – TK 2939

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Identification No: 2914

* Description: Tanque de Almacenamiento de Gasolina especial. Capacidad de 6010 metros cúbicos.

* State: Bolivia

* City: Santa Cruz

* Company: YPFB

* Optional

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.14: Características físicas – TK 2939

Vertical Fixed Roof Tank

Identification | Physical Characteristics | Site Selection | Tank Contents | Monthly Calculations

Dimensions:

Shell Height (ft): 39,18

Shell Diameter (ft): 119,96

Maximum Liquid Height (ft): 35,14

Average Liquid Height (ft): 35,14

Working Volume (gal): 7,500,00

Turnovers per Year: 70,06

Net Throughput (gal/yr): 525.450,00

Is Tank Heated? Yes

Roof Characteristics:

Color/Shade: White/White (D)

Condition: Good (D)

Type: Cone

Height (ft): 35

Slope (ft/ft) (Cone Roof): 0,58

Shell Characteristics:

Shell Color/Shade: White/White (D)

Shell Condition: Good (D)

Breather Vent Settings:

Vacuum Setting (psig): -0,03

Pressure Setting (psig): 0,03

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.15: Selección del lugar – TK 2939

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations
<p>Nearest Major City: <input type="text" value="Brownsville, Texas"/></p> <p>Daily Average Ambient Temperature (F): <input type="text" value="73,816667"/></p> <p>Annual Average Maximum Temperature (F): <input type="text" value="82,908333"/></p> <p>Annual Average Minimum Temperature (F): <input type="text" value="64,725"/></p> <p>Average Wind Speed (mph): <input type="text" value="11,35"/></p> <p>Annual Average Solar Insulation Factor (Btu/(ft*day)): <input type="text" value="1.508,2751"/></p> <p>Atmospheric Pressure (psia): <input type="text" value="14,7175"/></p> <p style="text-align: right;"><input type="button" value="Sort by State Name"/></p>				
<input type="button" value="Copy"/>		<input type="button" value="Run Report"/>		<input type="button" value="Save"/>
			<input type="button" value="Close"/>	<input type="button" value="Help"/>

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.16: Contenido del Tanque – TK 2939

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations																						
<p>Chemical Category of Liquid: <input type="text" value="Petroleum Distillates"/></p> <p>Single or Multi-Component Liquid: <input type="text" value="Single"/></p>																										
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Chemical Name:</td> <td><input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/></td> <td rowspan="2"><input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/></td> </tr> <tr> <td>CAS Number:</td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>Average Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="72"/></td> <td rowspan="2"><input type="button" value="Delete Mixture"/></td> </tr> <tr> <td>Minimum Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="65"/></td> </tr> <tr> <td>Maximum Liquid Surface Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="80"/></td> <td rowspan="2"><input type="button" value="Next Mixture >"/></td> </tr> <tr> <td>Bulk Liquid Temperature (F):</td> <td><input type="text" value="75"/></td> </tr> <tr> <td>Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:</td> <td><input type="text" value="7,2178"/></td> <td rowspan="3"><input type="button" value="Add Mixture"/></td> </tr> <tr> <td>Liquid Molecular Weight:</td> <td><input type="text" value="92"/></td> </tr> <tr> <td>Vapor Molecular Weight:</td> <td><input type="text" value="65"/></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">Mixture 1 of 1</p>					Chemical Name:	<input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/>	<input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/>	CAS Number:	<input type="text"/>	Average Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="72"/>	<input type="button" value="Delete Mixture"/>	Minimum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="65"/>	Maximum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="80"/>	<input type="button" value="Next Mixture >"/>	Bulk Liquid Temperature (F):	<input type="text" value="75"/>	Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:	<input type="text" value="7,2178"/>	<input type="button" value="Add Mixture"/>	Liquid Molecular Weight:	<input type="text" value="92"/>	Vapor Molecular Weight:	<input type="text" value="65"/>
Chemical Name:	<input type="text" value="Gasoline (RVP 11)"/>	<input type="button" value="Calculate Mixture Properties"/>																								
CAS Number:	<input type="text"/>																									
Average Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="72"/>	<input type="button" value="Delete Mixture"/>																								
Minimum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="65"/>																									
Maximum Liquid Surface Temperature (F):	<input type="text" value="80"/>	<input type="button" value="Next Mixture >"/>																								
Bulk Liquid Temperature (F):	<input type="text" value="75"/>																									
Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:	<input type="text" value="7,2178"/>	<input type="button" value="Add Mixture"/>																								
Liquid Molecular Weight:	<input type="text" value="92"/>																									
Vapor Molecular Weight:	<input type="text" value="65"/>																									
<input type="button" value="Copy"/>		<input type="button" value="Run Report"/>		<input type="button" value="Save"/>																						
			<input type="button" value="Close"/>	<input type="button" value="Help"/>																						

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.17: Cálculo mensuales – TK 2939

Vertical Fixed Roof Tank

Identification		Physical Characteristics		Site Selection		Tank Contents		Monthly Calculations	
		Throughput		Mixture Name					
JAN:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Annual Throughput Specified 525.450,00</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Total for Months 525.450,00</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Fill Mixture Names With First Mixture Name</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">Distribute Throughput</div>			
FEB:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
MAR:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
APR:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
MAY:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
JUN:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
JUL:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
AUG:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
SEP:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
OCT:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
NOV:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
DEC:	<input checked="" type="checkbox"/>		43.787,50		Gasoline (RVP 11)				
<u>C</u> opy		<u>R</u> un Report		<u>S</u> ave		<u>C</u> lose		<u>H</u> elp	

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

5.3.4. TANQUE 4

Figura 5.18: Datos de Identificación - TK 2929

Vertical Fixed Roof Tank

Identification		Physical Characteristics		Site Selection		Tank Contents		Monthly Calculations	
Identification No:		2914							
* Description:		Tanque de Almacenamiento de Gasolina especial. Capacidad de 6010 metros cúbicos.							
* State:		Bolivia							
* City:		Santa Cruz							
* Company:		YPFB							
* Optional									
<u>C</u> opy		<u>R</u> un Report		<u>S</u> ave		<u>C</u> lose		<u>H</u> elp	

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.19: Características físicas – TK 2929

Vertical Fixed Roof Tank

Identification Physical Characteristics Site Selection Tank Contents Monthly Calculations

Dimensions:

Shell Height (ft): 39,18
 Shell Diameter (ft): 119,96
 Maximum Liquid Height (ft): 35,14
 Average Liquid Height (ft): 35,14
 Working Volume (gal): 7.500,00
 Turnovers per Year: 70,06
 Net Throughput (gal/yr): 525.450,00
 Is Tank Heated? Yes

Roof Characteristics:

Color/Shade: White/White (D)
 Condition: Good (D)
 Type: Cone
 Height (ft): 35
 Slope (ft/ft) (Cone Roof): 0,58

Shell Characteristics:

Shell Color/Shade: White/White (D)
 Shell Condition: Good (D)

Breather Vent Settings:

Vacuum Setting (psig): -0,03
 Pressure Setting (psig): 0,03

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.20: Selección del lugar – TK 2929

Vertical Fixed Roof Tank

Identification Physical Characteristics Site Selection Tank Contents Monthly Calculations

Nearest Major City: Brownsville, Texas

Daily Average Ambient Temperature (F): 73,816667
 Annual Average Maximum Temperature (F): 82,908333
 Annual Average Minimum Temperature (F): 64,725
 Average Wind Speed (mph): 11,35
 Annual Average Solar Insulation Factor (Btu/(ft*ft*day)): 1.508,2751
 Atmospheric Pressure (psia): 14,7175

Sort by State Name

Copy Run Report Save Close Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.21: Contenido del tanque – TK 2929

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations
Chemical Category of Liquid:		Petroleum Distillates		
Single or Multi-Component Liquid:		Single		
Chemical Name:		Gasoline (RVP 11)		
CAS Number:				
Average Liquid Surface Temperature (F):		72		
Minimum Liquid Surface Temperature (F):		65		
Maximum Liquid Surface Temperature (F):		80		
Bulk Liquid Temperature (F):		75		
Vapor Pressure (psia) at Liquid Surface Temperature:		7,2178		
Liquid Molecular Weight:		92		
Vapor Molecular Weight:		65		
				Calculate Mixture Properties
				Delete Mixture
				Next Mixture >
				< Previous Mixture
				Add Mixture
				Mixture 1 of 1
Copy		Run Report		Save
		Close		Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

Figura 5.22: Cálculos mensuales – TK 2929

Vertical Fixed Roof Tank

Identification	Physical Characteristics	Site Selection	Tank Contents	Monthly Calculations
Throughput		Mixture Name		
JAN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
FEB: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
MAR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
APR: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
MAY: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
JUN: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
JUL: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
AUG: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
SEP: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
OCT: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
NOV: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
DEC: <input checked="" type="checkbox"/>	43.787,50	Gasoline (RVP 11)		
				Annual Throughput Specified 525.450,00
				Total for Months 525.450,00
				Fill Mixture Names With First Mixture Name
				Distribute Throughput
Copy		Run Report		Save
		Close		Help

Fuente: Software Tanks 4.0.9d

5.4. REPORTE DE PÉRDIDAS EVAPORITIVAS

Tanque de Almacenamiento de Gasolina especial. Capacidad de 6010							
Meses	AMB_T	T_MIN	T_MAX	INSOL	P_A	S_LOSS	W_LOSS
Enero	59,4	49,9	68,9	910,5649	14,7175	15960,6	56875,54
Febreo	62,35	52,5	72,2	1161,208	14,7175	14416,02	56875,54
Marzo	68,75	59,1	78,4	1457,538	14,7175	15960,6	56875,54
Abril	75,25	66,5	84	1688,828	14,7175	15445,74	56875,54
Mayo	79,9	72	87,8	1839,849	14,7175	15960,6	56875,54
Junio	82,95	74,9	91	2023,548	14,7175	15445,74	56875,54
Julio	84,5	75,7	93,3	2071,456	14,7175	15960,6	56875,54
Agosto	84,5	75,4	93,6	1909,331	14,7175	15960,6	56875,54
Septiembre	81,8	73,2	90,4	1647,583	14,7175	15445,74	56875,54
Octubre	75,7	66,1	85,3	1424,225	14,7175	15960,6	56875,54
Noviembre	68,65	59	78,3	1093,312	14,7175	15445,74	56875,54
Diciembre	62,05	52,4	71,7	871,858	14,7175	15960,6	56875,54



CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos mediante el análisis realizado a través del cálculo en base a los datos obtenidos en el campo, se realizó un análisis y cálculo con el software TANKS con el cual se automatiza estos cálculos, pudiendo servir para aplicar en otros tanques de similares características.

Por otra parte, se tienen las siguientes conclusiones:

- Las pérdidas por evaporación totales que se obtuvo en el tanque de techo fijo TM10-TK1-001A son de 209 barriles/año, como los cuatro tanques que existen en la estación tiene las mismas características de diseño, la pérdida total de los cuatro tanques es de 628 barriles/año, esto representa el 0,063 % del Stock anual movilizado en cada tanque asociado al incremento de nivel, (Q).
- El tipo de pintura y color del techo y cuerpo del tanque influyen directamente en las pérdidas por evaporización, ya que, si las condiciones en las que se encuentra la pintura y color del tanque son malas, esto produce un aumento en el factor de absorción solar total del tanque, lo que a su vez produce un aumento en las pérdidas.
- De los cálculos realizados se concluye que las pérdidas por evaporación en los cuatro tanques de almacenamiento de techo fijo son de 43492 pie³/día, esto representa un gran impacto ambiental a la atmosfera ya que esta evaporación conocida como VOC's (Compuestos Orgánicos Volátiles) contienen hidrocarburos gaseosos como metano, etano, BTX (Benceno, Tolueno, Xileno) entre otros que provocan el smoke foto químico y actúan como gases de invernadero contribuyendo al calentamiento global.
- Se debe tener acceso al historial operacional del tanque, es decir a los llenados y vaciados; así como recepción y despacho del producto, también se debe mantener un historial del mantenimiento del tanque, con el fin de que se pueda aplicar correctamente la Norma API-MPMS 19 – Evaporative Loss Measurement.
- Los 627 barriles/año de pérdidas por evaporación, al precio actual del barril de crudo (100 USD) representan una pérdida de 62700 USD por año.

6.2. RECOMENDACIONES

- Se debe tomar muy en cuenta las recomendaciones de la norma API-19 of Evaporative Loss Measurement, ya que allí se establecen todos los

parámetros que se deben seguir para realizar los cálculos de las pérdidas por evaporación totales que se producen en los diferentes tanques, para así poder minimizar los errores que puedan ocurrir.

- Se recomienda realizar mantenimientos periódicos del tanque y llevar un historial de los mismos, con el fin de poder minimizar las pérdidas, ya que las condiciones en las que se encuentran la pintura del cuerpo y techo del tanque, el ajuste de la válvula de venteo, influyen directamente con el aumento o disminución de las pérdidas por evaporación totales.
- Es recomendable que se cree un software con el fin de que se lo utilice en todas las Estaciones de YPFB, para el cálculo de pérdidas por evaporación tomando en cuenta las variables propias de cada sitio, con el objetivo de poder llevar un historial de cada estación.
- Se recomienda que se coloque un equipo llamado canister en los tanques que existen en la Estación con el fin de evitar que se evaporen los gases, ya que tiene la función de recircular los gases que se producen dentro del tanque.
- La empresa con estos resultados deberá evaluar la posibilidad de cambiar los actuales tanques de techo fijo a techo flotante.



GLOSARIO

A

API.- Siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo. Una institución compuesta por las empresas petroleras privadas estadounidenses.

AGITADORES.- Se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto.

AISLANTE TÉRMICO.- Es un material usado en la construcción y caracterizado por su alta resistencia térmica. Establece una barrera al paso del calor entre dos medios que naturalmente tenderían a igualarse en temperatura.

B

BASE DE HORMIGÓN.- Se construye un aro perimetral de hormigón sobre el que debe apoyar el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de la chapa.

BOCA DE SONDEO.- Sirve para la medición manual de nivel y temperatura, y para la extracción de muestras.

BOCAS DE LIMPIEZA.- Se colocan cuando se considera necesario. Son aberturas de 1.2 x 1.5 m aproximadamente dependiendo del diámetro del tanque y de la altura de la primer virola.

C

CALOR ESPECÍFICO.- Se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o grado Celsius).

CFRT.- Tanque de techo flotante Tapado o cubierto

CONVECCIÓN.- Es una de las tres formas de transferencia de calor y se caracteriza porque se produce por intermedio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas.

CONDENSAR.- Convertir un gas o vapor en líquido o en sólido.

D

DENSIDAD O DENSIDAD ABSOLUTA.- Es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo.

E

EFRT.- Tanque de techo flotante externo.

EQUILIBRIO DINÁMICO.- Ocurre cuando dos procesos reversibles ocurren al mismo paso. Muchos procesos (como algunas reacciones químicas) son reversibles y cuando están en un equilibrio dinámico, reacciones opuestas ocurren al mismo paso.

I

IFRT.-Tanque de techo flotante interno.

M

MEMBRANAS.- Como alternativa a los pontones, se pueden colocar membranas de contacto total. Esta se evita el espacio vapor que queda entre el líquido y el techo flotante con pontones. Pueden ser de aluminio o polímeros patentados.

O

OLEODUCTO O TUBERÍAS.- Es el sistema de líneas de tuberías existentes y nuevas, y todos sus accesorios como son válvulas, distribuidor, equipo auxiliar y todas las facilidades usadas para el transporte de petróleo, aceites y lubricantes.

P

PSIA.- Libras por pulgadas cuadradas absolutas (se mide cuando el tanque esta abierto a la atmósfera).

PSIG.- Libras por pulgadas cuadradas (se mide cuando el tanque esta cerrado y se llama presión manométrica).

PRESIÓN REID.- Es una prueba desarrollada para determinar la presión de vapor a 100°F (37,8 °C) de un aceite crudo, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacena en tanques.

PRESIÓN DE VAPOR.- Es la presión de la fase gaseosa o vapor de un sólido o un líquido sobre la fase líquida, para una temperatura determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico

PROCESOS REVERSIBLE.- Es aquel que hacen evolucionar a un sistema termodinámico desde un estado de equilibrio inicial a otro nuevo estado de equilibrio final a través de infinitos estados de equilibrio.

PONTONES.- Son cilindros estancos que flotan sobre el espejo de producto y sustentan al techo. No deben ser un componente estructural de los techos sometidos a esfuerzos, ya que esto produciría su pinchadura y posterior hundimiento.

S

SATURACIÓN.- Estado de una cosa que ocupa o usa un espacio por completo o se llena en exceso.

SELLOS.- Se encargan de minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque. Hay de distintos tipos y para obtener buenos resultados se coloca un sello primario y uno secundario.

SMOG FOTOQUÍMICO.- Se denomina a la contaminación del aire, principalmente en áreas urbanas, por ozono originado por reacciones fotoquímicas, y otros compuestos. Surge de las reacciones de óxidos de nitrógeno, hidrocarburos y oxígeno con la energía proveniente de la radiación solar ultravioleta. Como resultado se observa una atmósfera de un color marrón rojizo.

T

TANQUE DE ALMACENAMIENTO.- Para los efectos de esta norma, es cualquier sistema instalado sobre el terreno o subterráneo, destinado al almacenamiento de hidrocarburos o derivados de petróleo, sean estos lubricantes, grasas, aceites hidráulicos o combustibles.

V

VENTEO. - Tubería de ventilación con la que cada Tanque debe estar dotado.

VENTILACIÓN DE PRESIÓN-VACIO.- Tipo particular de ventilación usada en Tanques, para reducir las pérdidas de respiración y proteger al Tanque de fuentes externas de ignición. Normalmente cerrada, pero se abre al ocurrir ligeras variaciones de presión en el interior del Tanque.

VIROLA.- Se denomina con este nombre al anillo con que se protege el borde de diversas aberturas cilíndricas, como por ejemplo mates, empuñaduras, etc.