

**UNIVERSIDAD MAYOR, REAL Y PONTIFICIA DE
SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA**

VICERRECTORADO

**CENTRO DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIA**



**SELECCIÓN DE UN COMPRESOR DE AIRE FRÍO PARA CONTROL DE LA
EVAPORACIÓN EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GAS LICUADO
DE PETRÓLEO DE LA PLANTA DE REFINACION PALMASOLA**

**TRABAJO EN OPCIÓN AL DIPLOMADO EN
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS**

WENDY ALEJANDRA RODRIGUEZ FELIPEZ

Sucre –Bolivia

2023

CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito previo a la obtención del Diplomado en Transporte, Almacenamiento y Distribución de Hidrocarburos de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de este trabajo un documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

Wendy Alejandra Rodriguez Felipez

Sucre, 07 diciembre de 2023

DEDICATORIA

A mis padres, a mi madre Janeth por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien. En memoria de mi padre Alejandro por los ejemplos de perseverancia y constancia que me ha infundido siempre, por haber sido parte esencial en mi vida; motor de mis proyectos.

A mi hijo Adrián, por ser mi motor, que me impulsas cada día a superarme y ser mejor, por enseñarme a afrontar la vida con valentía y fuerza.

A mis hermanos Alex, Alan, Anahy, Diogo, Luis y Yurem que con su ejemplo y cariño me apoyaron en todo momento y fueron ellos mi impulso para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mi familia por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por su motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme dado la vida y permitido finalizar los estudios Universitarios, por darme la fortaleza de seguir adelante en todo momento y finalizar exitosamente la Monografía, por la oportunidad de conocer personas que me apoyaron durante toda la carrera, por guiarme por el camino correcto y acompañarme en momentos difíciles y en alegrías y por todas las bendiciones recibidas en estos años.

A mi padre Alejandro Rodriguez por su ayuda, comprensión y consejos durante todos estos años, por estar siempre pendiente, cuidarme y apoyarme en todo momento. A mi madre Janeth Felipez por su apoyo, comprensión, consejos y ánimos para seguir adelante aun en momentos difíciles, por darme fortaleza y guiarme por el buen camino. A mis hermanos, por su comprensión y amor, por ser unos excelentes hermanos y ser un motivo para finalizar mis estudios.

A la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca por brindarme el impulso y las herramientas para concluir con mis estudios, por acogerme todos estos años en su casa de estudios.

RESUMEN

La evaporación de líquidos es un tema muy complicado ya que todos estos tienden a evaporarse debido al incremento de temperatura y a la física de la volatilidad. Lamentablemente la ciencia no entiende que esto afecta a la parte económica y también al consumo de los hidrocarburos y es necesario evitar todas estas pérdidas con tecnología accesible que pueda disminuir en un porcentaje estas tasas de merma.

La Planta Refinación Palmasola está operando desde 1990 ubicado en el Departamento de Santa Cruz y ubicado a 25 km de la misma ciudad de Santa Cruz, produciendo. Actualmente almacena diferentes productos como crudo, diésel oíl, kerosene, gasolina especial, gasolina Premium, jet fuel, butano, propano y Gas licuado de petróleo. Además de formar parte del Distrito comercial de Bolivia con un gran aporte para el país.

La Planta Palmasola cuenta con 6 tanques de almacenamiento de gas licuado de petróleo, del cual mediante la obtención de datos se determinó la pérdida de la merma por evaporación del gas licuado de petróleo debido a altas temperaturas del departamento de Santa Cruz de los últimos años y también la influencia del cambio que afecta a la temperatura, por medio de ecuaciones de pérdida por evaporación se determinó una pérdida anual de 580, 10 bbl, una pérdida considerable afectando los ingresos por la venta de este combustible, se determinó los volúmenes de líquido que se pierde en los tanques de almacenamiento sin la implementación del compresor.

Por otra parte, se seleccionó un compresor ideal que se adapte a las condiciones de almacenamiento del tanque comparando varios tipos en relación del volumen de líquido que se evapora y potencia requerida por medios de diferentes catálogos de compresores. Seleccionando un compresor con un volumen de recuperación de 4,3 m³.

Seguidamente, se determinó los volúmenes de líquido que se pierde en los tanques de almacenamiento con la implementación del compresor dato una gran diferencia del volumen recuperado. Se analizó la parte económica del proyecto factibilidad y el costo que llevara poner en marcha la implementación del compresor de aire frío con costos accesibles y relativamente bajos

INDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	III
INDICE DE CONTENIDOS.....	IV
INDICE DE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	IX
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.1.1 Identificación del problema.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 Objetivo General.....	2
1.2.2 Objetivo Específicos.....	2
1.3.2 Justificación teórica.....	3
1.4 METODOLOGÍA.....	3
1.4.1 Técnica de investigación.....	3
1.4.2 Herramientas de investigación.....	3
CAPITULO II: DESARROLLO.....	4
2.1 MARCO TEÓRICO.....	4
2.1.1 Marco conceptual.....	4

2.1.1.1 Gas licuado de petróleo (GLP)	4
2.1.1.1.1 Compuestos del Gas licuado de petróleo.....	4
2.1.1.1.2 Características del gas licuado de petróleo (GLP)	4
2.1.1.1.3 Propiedades físico-químicas del Gas licuado de petróleo	5
2.1.1.2 Tanques de almacenamiento.....	6
2.1.1.2.1 Tanques de recipiente cilíndrico.....	6
2.1.1.2.2 Tanques de recipiente esfera.....	7
2.1.1.3 Vaporización natural del gas licuado de petróleo (GLP)	8
2.1.1.4 Evaporación en tanques de almacenamiento	9
2.1.1.5 Vaporización en tanques de Gas Licuado de Petróleo	9
2.1.1.6 Perdidas evaporativas	10
2.1.1.7 Compresores	12
2.1.1.8 Compresor de aire frio.....	12
2.1.1.9 Partes de un compresor.....	13
2.1.1.9.1 Válvulas	14
2.1.1.9.2 Sellos del cabezal y cilindro	14
2.1.1.9.3 Sellos de las bielas de ajuste automático	15
2.1.1.9.4 Pistón	15
2.1.1.9.5 Anillo de Pistón	15
2.1.1.9.6 Cigüeñal y Crucetas.....	15

2.1.1.9.7 Recubrimiento	15
2.1.1.10 Presión de vapor	15
2.1.1.11 Factor de absorción.....	16
2.1.1.12 Amplitud térmica.....	16
2.1.2 Marco contextual	16
2.1.2.1 Ubicación del lugar de aplicación	17
2.1.2.2 Capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en Bolivia.....	17
2.1.2.3 Generalidades de la refinería de Palmasola.....	19
2.1.2.3 Especificaciones Técnicas del Compresor	23
2.1.2.3.1 Compresor ATK102-007.....	23
2.1.2.3.2 Compresor ATK3533-029.....	24
2.1.2.3.3 Compresor ATK3533-031.....	25
2.2 INFORMACIÓN Y DATOS OBTENIDOS	26
2.2.1 Datos de Control del tanque	26
2.2.2 Obtención de las pérdidas permanentes por almacenamiento.....	27
2.2.3 Obtención de las Pérdidas por Trabajo.....	32
2.2.4 Obtención de las Pérdidas Totales.....	33
2.2.5 Selección de un compresor	34
2.2.5.1 Relación del volumen de líquido que se evapora	35
2.2.6 Análisis de factibilidad económica.....	37

2.2.6.1 Costos fijos	37
2.2.6.2 Costos Variables con pérdidas.....	38
2.2.6.3 Depreciación anual del proyecto	38
2.2.6.4 Inversión inicial del proyecto	39
2.2.7 Manual operativo de manejo de tanques	40
2.3 ANALISIS Y DISCUCION	40
CAPITULO III: CONCLUSIONES	42
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43
ANEXOS	45

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: <i>Tanque recipiente cilíndrico</i>	7
Figura 2: <i>Tanque recipiente esfera</i>	8
Figura 3: <i>Evaporación en tanque de Almacenamiento de GLP</i>	8
Figura 4: <i>Tanque Horizontal cilíndrico a presión</i>	10
Figura 5: <i>Compresores de Aire Frio</i>	13
Figura 6: <i>Partes de un Compresor</i>	14
Figura 7: <i>Presión de vapor de GLP</i>	16
Figura 8: <i>Ubicación geográfica de la Planta Palmasola</i>	17
Figura 9: <i>Representación de distritos comerciales</i>	19
Figura 10: <i>Pérdida por almacenamiento – Análisis acumulado</i>	36

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: <i>Propiedades del GLP</i>	5
Tabla 2: <i>Datos de Capacidad Almacenamiento (m3) en Bolivia</i>	17
Tabla 3: <i>Capacidad nominal de almacenamiento para distintos productos</i>	20
Tabla 4: <i>Planta de Almacenaje de Palmasola capacidad neta</i>	21
Tabla 5: <i>Almacenaje de Gas Licuado de Petroleo (GLP)</i>	22
Tabla 6: <i>Especificación Técnica de Compresor ATK102-007</i>	23
Tabla 7: <i>Especificación Técnica de Compresor ATK3533-029</i>	24
Tabla 8: <i>Especificación Técnica de Compresor ATK3533-031</i>	25
Tabla 9: <i>Datos de Control del tanque de Gas licuado de petroleo</i>	26
Tabla 10: <i>Proyeccion de perdidas sin el uso de un compresor</i>	34
Tabla 11: <i>Tipos de compresores Blackmer</i>	35
Tabla 12: <i>Resultados de la simulación de perdidas con el uso de compresor</i>	35
Tabla 13: <i>Análisis de Costos Fijos en Bolivianos</i>	37
Tabla 14: <i>Costos variables</i>	38
Tabla 15: <i>Depreciación Anual del Proyecto</i>	39
Tabla 16: <i>Inversion del proyecto</i>	39
Tabla 17: <i>Análisis y discusión de resultados</i>	41

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

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 refinería de Palmasola operada por Y.P.F.B. Refinación teniendo el mayor movimiento de líquidos en el país.

La temperatura actual también es un factor muy importante que afecta al almacenamiento de líquidos en la Refinería, pero es una variable difícil de controlar dentro del proceso de almacenaje.

(Rueda & Ortega, 2021) En su “Desarrollo de un sistema de refrigeración automatizado para la protección de un tanque de almacenamiento en una planta envasadora de GLP”, hace mención de las tareas básicas en cuanto a selección, instalación y mantenimiento de un sistema de refrigeración para evitar pérdidas mediante un control y monitoreo de la temperatura, además hace mención a un plan de mantenimiento, para mantener en óptimas condiciones los equipos del sistema de la red de refrigeración para el tanque de GLP.

(Fernandez & Flores, 2015) En su monografía denominada “Análisis de pérdidas por evaporación en tanques de almacenamiento de gasolina de techo fijo y techo flotante”, presenta un procedimiento de cálculo de pérdidas volumétricas por evaporación de gasolina, debido a las altas temperaturas registradas en la planta de Camiri

1.1.1 Identificación del problema

Debido al incremento de temperatura, lamentablemente en los tanques de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) de la planta Palmasola se generan pérdidas por evaporación, en las operaciones de recepción y despacho de los combustibles líquidos debido a que los equipos utilizados para dichas operaciones son obsoletos, presentan fallas y también no existe control adecuado de la temperatura ni tampoco existe un sistema que evite la pérdida de la misma.

Por otra parte, el cambio climático está afectando en el incremento de la temperatura, el cual incrementa por la transferencia de calor la temperatura de los materiales y objetos que se encuentran en el entorno y también llegando a afectar a los procesos petroleros como ser el transporte y en este caso el almacenamiento de hidrocarburos.

Normalmente la temperatura del ambiente se encontraba hace dos años entre 30 a 32 grados aproximadamente y ahora se ha alcanzado hasta los 45 grados. Por tanto, se necesita de manera urgente aplicar algún sistema que trate de dar equilibrio al almacenamiento de los combustibles.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Seleccionar un compresor de aire frío para el control de la evaporación en los tanques de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo de la Planta de Refinación Palmasola.

1.2.2 Objetivo Específicos

- Describir la situación actual de la merma de combustibles en la Planta de Refinación Palmasola por evaporación.
- Describir las características que posee el compresor de aire frío para el control de temperaturas en tanques de almacenamiento.
- Seleccionar un compresor ideal que se adapte a las condiciones de almacenamiento del tanque comparando varios tipos en relación del volumen de líquido que se evapora y potencia requerida
- Realizar una evaluación técnica y económica de la implementación propuesta.

1.3 JUSTIFICACIÓN

1.3.1 Justificación técnica

La aplicación de éste compresor podrá controlar el punto de evaporación de los combustibles almacenados en los tanques de la planta de Palmasola para evitar la pérdida de líquido debido al incremento alto de temperatura a causas climáticas.

Se evalúa la implementación de este sistema y la capacidad de refrigeración que ofrece este en el tiempo analizando la potencia y los costos que serán necesarios para su aplicación.

1.3.2 Justificación teórica

A nivel teórico se utilizan ecuaciones para calcular las pérdidas debido al incremento de temperatura de líquido en los tanques y con esto poder seleccionar un compresor adecuado con una segunda evaluación disminuyendo la temperatura y comprobando que este sistema colaborará en el mantenimiento y prevención de pérdida de líquidos.

1.4 METODOLOGÍA

1.4.1 Técnica de investigación

La información que se utilizó para el presente documento fue proporcionada por YPFB-Transporte, recopilación de varios documentos y artículos propiciados por la Facultad de Tecnología de la Universidad Sanfrancisco Xavier de Chuquisaca. Donde se muestra diferentes datos e información de la distribución, almacenaje y distribución de gas licuado de petróleo que se encuentra en la Planta de Refinación de Palmasola. Además de revisión de informes y fuentes emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de los tanques de almacenamiento de gas licuado de petróleo, como ser altura, diámetro, temperatura y otro de la Planta de Palmasola. Además de la revisión del código ASME y las normas API para los tanques de almacenamientos de gas licuado de petróleo y las diferentes ecuaciones y tablas a desarrollar en la monografía.

1.4.2 Herramientas de investigación

La información se obtuvo para su posterior análisis, en informes de recepción, catálogos Blackmer, código ASME, normas API, informes certificaciones de almacenamiento, certificados de calidad, catálogos de empresas proveedoras y prestaciones de servicios de compresores de aire frío, cálculos de Excel a través de una computadora y el uso de materiales de escritorio.

CAPITULO II: DESARROLLO

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 Marco conceptual

2.1.1.1 Gas licuado de petróleo (GLP)

El Gas Licuado del Petróleo (GLP) es un combustible que proviene de la mezcla de dos hidrocarburos principales: el propano, butano y otros en menor proporción. Es obtenido de la refinación del crudo del petróleo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los pozos de extracción.

El propano y butano existe como combustible gaseoso, a presión y temperatura estándar.

2.1.1.1.1 Compuestos del Gas licuado de petróleo

Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que el GLP es una mezcla principalmente de propano y butano.

Gas propano: El gas propano $-C_3H_8-$ es un hidrocarburo normalmente gaseoso. Es un gas parafínico incoloro que hierve a temperatura de $-43,67^\circ$ F. Es extraído en corrientes de gas natural o gas de refinería. Se considera puro cuando tiene 3 átomos de carbono y 8 de hidrógeno.

Gas butano: El gas butano $-C_4H_{10}-$ es un hidrocarburo normalmente gaseoso que se extrae del gas natural o de las corrientes gaseosas de la refinería. Incluye butano normal y butano de refinación. Se considera puro cuando cuentan con 4 átomos de carbono y 10 de hidrógeno.

2.1.1.1.2 Características del gas licuado de petróleo (GLP)

Las características del gas licuado de petróleo son los siguientes:

- El GLP es un combustible limpio.
- No es tóxico, pero puede provocar asfixia.

- Puede ocasionar irritaciones en contacto con la piel y con los ojos.
- Es altamente inflamable, su combustión es muy rápida generando altas temperaturas.
- El GLP está compuesto, mayoritariamente, por propano y butano.
- El GLP se licua a bajas presiones entre 60 y 120 psi aproximadamente, dependiendo de la mezcla propano – butano.
- Posee una gran capacidad de expansión, de estado líquido a gaseoso aumenta su volumen 270 veces aproximadamente.
- El GLP en estado gaseoso, es más pesado que el aire, por ello, en caso de fugas tiende a ubicarse o depositarse en lugares bajos. En estado líquido el GLP es más liviano que el agua.
- El GLP es un combustible que en determinados porcentajes con el aire forma una mezcla explosiva, presentando un Límite de Inflamabilidad para el propano entre 2.15 y 9.60% de gas en aire, y para el butano, entre 1.55 y 8.60% de gas en aire.
- El GLP producido de los líquidos de gas natural o de gases de refinería es incoloro e inodoro, por lo que para percibir su presencia en el ambiente se le añade un químico especial “agente odorante” denominado mercaptano

2.1.1.1.3 Propiedades físico-químicas del Gas licuado de petróleo

Las propiedades físico-químicas del gas licuado de petróleo se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 1: *Propiedades del GLP*

GAS	UNIDADES	G. NATURAL	BUTANO	PROPANO
Formula		CH ₄	C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₈
Presión Normal	Kg/cm ²	8	2	9
Punto de Ebullición	°C	-160	-1	-42
Peso Especifico	g/L	551	584	508
Poder Calorífico	Cal/Kg		11823	11657
	Kjoule/Kg		1,464	1,276

GAS	UNIDADES	G. NATURAL	BUTANO	PROPANO
	BTU/lb	1000	3175	0,504
Gravedad Especifica de Liquido	Relación agua	0,551	0,582	2,01
Gravedad Especifica de Vapor	Relación aire	0,61	1,5	0,27
Gasto (vapor)	m3/L	0,6	0,23	0,27
Límites de Flamabilidad	%	4,5-14,5	1,55-8,60	2,15-9,60
Temperatura de ignición	°C	650	482-583	493-604
Máxima temperatura flama	°C	1700	1991	1980

Fuente: Extraído de Osinergmin, 2010

Las propiedades físico-químicos son muy importantes para comprender el comportamiento del gas licuado de petróleo como el poder calorífico, la gravedad específica, etc.

2.1.1.2 Tanques de almacenamiento

Un tanque de almacenamiento es un recipiente metálico destinado al almacenamiento combustible líquido o gaseoso ubicados ubicado dentro de una fosa de hormigón armado y construido conforme a normas y técnicas establecidas. En la industria es muy común encontrarse con tanques de muy diversas formas llenas totales o parcialmente con un fluido. Algunas formas geométricas permiten el cálculo de los volúmenes en forma fácil, otros no tanto. En esta presentación se hace una síntesis de los cálculos para obtener los volúmenes de la mayoría de los tanques encontrados en la industria.

2.1.1.2.1 Tanques de recipiente cilíndrico

Se usan para almacenar cualquier gas licuado de petróleo a su temperatura crítica y presión requerida, el montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste. Son considerados almacenamientos económicos con dimensiones de hasta 50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos.

Son usados cuando la presión de vapor del líquido manejado puede determinar un diseño más resistente.

Figura 1: *Tanque recipiente cilíndrico*



Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE

En la Figura 1, se puede observar un tanque cilíndrico de almacenamiento utilizado en la industria petrolera. Varios códigos han sido desarrollados o por medio de los esfuerzos del API y el ASME para gobernar el diseño de tales recipientes.

2.1.1.2.2 Tanques de recipiente esfera

Los depósitos de figura esférica, en la forma de recipientes a presión ASME, se utilizan para almacenar gases y líquidos en muchas industrias, incluyendo almacenamiento y distribución, petroquímicas, aguas servidas y aeroespaciales.

Las Esferas pueden almacenar muchos productos tales como amoníaco anhidro, GLP, LGN, gasolina, nafta, butadieno, etileno, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, argón, biogás, gas de aguas residuales y aguas residuales.

Un recipiente esférico esta forma por gruesas paredes de acero, con 6 o más soportes o columnas.

Figura 2: *Tanque recipiente esfera*



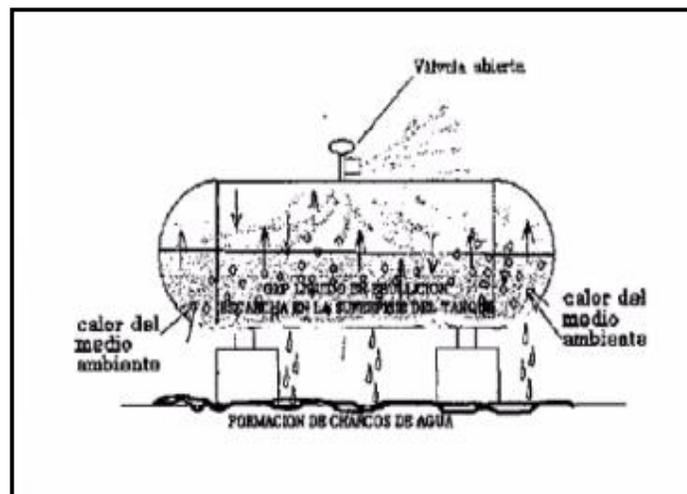
Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE

En la Figura 2, tenemos un tanque esférico además que se consideran económicas porque tienen una capacidad de agua a partir de los 800 metros cúbicos, igual que los cilíndricos.

2.1.1.3 Vaporización natural del gas licuado de petróleo (GLP)

La presurización del gas y bajando la temperatura, se transforma a estado líquido, Gas Licuado de Petróleo (GLP). Sin embargo, sus equipos, requieren que el gas se encuentre en forma gaseosa, para poder ser utilizado.

Figura 3: *Evaporación en tanque de Almacenamiento de GLP*



Fuente: Extraído de Osinergmin. 2011

A la presión atmosférica estándar, con un punto de ebullición de -42°C (-44°F), el propano se vaporiza naturalmente por sí solo mientras intercambia calor. Este cambio de fase de líquido a vapor se llama vaporización natural. Este es el proceso esencial cuando consume propano con su equipo. Cuando algo se transforma, requiere energía. En el caso de la vaporización de propano, requiere calor.

Por lo tanto, la vaporización tiene lugar por intercambio de calor, los factores que afectan la tasa de vaporización natural en el tanque. Son la temperatura ambiente y el tamaño del tanque (superficie expuesta al calor ambiental). Y, por lo tanto, el volumen máximo de vaporización natural tiene sus límites.

2.1.1.4 Evaporación en tanques de almacenamiento

La evaporación de los tanques de almacenamiento horizontales cilíndricos a presión es una fuente importante de pérdida de productos en la industria del petróleo crudo.

Un líquido se evaporará 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 invernadero.

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 ambiente. (ASTM, 2012).

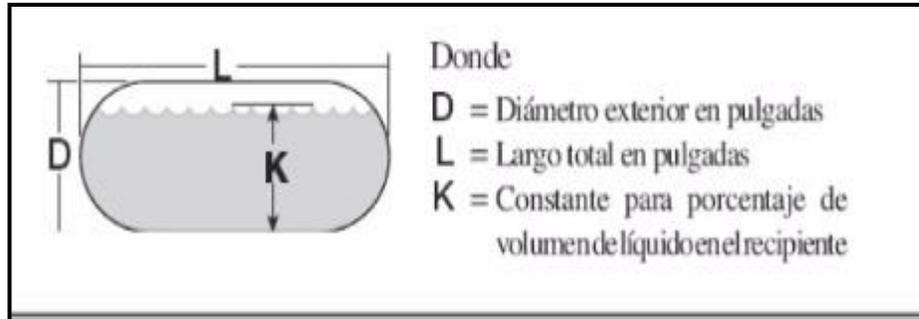
Los líquidos separados del separador y del calentador-tratamiento se vierten a los tanques de almacenamiento. Una vez que los líquidos se han asentado en el tanque de almacenamiento, los gases de evaporación se encuentran en el tanque hasta que la presión en el tanque supera el punto de ajuste en los respiraderos del tanque.

2.1.1.5 Vaporización en tanques de Gas Licuado de Petróleo

Conociendo las características del producto, el acero con el cual se fabrica el tanque y las condiciones ambientales se puede determinar la cantidad de GLP que se puede vaporizar, sin

embargo, existe un método aproximado y muy sencillo para estimar esta cantidad en función a la geometría del tanque y está dado por la expresión:

Figura 4: *Tanque Horizontal cilíndrico a presión*



Fuente: Extraído de Osinergmin. 2011

Donde en la figura se expresa la ecuación: $Q = D * L * K$, donde cada variable esta expresa en la figura 4, donde el caudal nos en las unidades de BTU/hr de los tanques horizontales cilíndricos.

2.1.1.6 Perdidas evaporativas

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 . (ASTM, 2012)

$$L_T = L_S + L_W \left[\frac{lbs}{a} \text{ño} \right]$$

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. (Institute, 2022)

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.

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 pie de un tanque de almacenamiento se pueden estimar utilizando la ecuación a continuación.

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

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)

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 (ASTM, 2012):

- 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 gas licuado de petróleo.

2.1.1.7 Compresores

Los compresores son máquinas que se utilizan para elevar la presión de un gas pasando de presión baja a otra más alta. La función principal de los compresores de aire es tomar el aire del ambiente, aumentar su presión y generar una fuerza mayor de trabajo. Son una manera muy efectiva y eficiente de ahorrar costos y aumentar la productividad en las industrias, sin olvidar el mejoramiento del entorno del trabajador.

2.1.1.8 Compresor de aire frío

Los compresores de gas recíprocos de una sola etapa están diseñados para dar el máximo desempeño y confiabilidad bajo las condiciones de servicio más desafiantes.

En la figura 5, se observa el equipamiento de válvulas de gran eficacia, pistones para trabajo pesado, sellos de las bielas de ajuste automático y otras características robustas, los compresores de la serie LB están diseñados para tener una operación eficaz silenciosa y facilidad de mantenimiento.

La recuperación del gas o líquido restante es vital para las consideraciones ambientales, de seguridad y económicas, y puede hacerse fácilmente con un compresor de gas recíproco. Al ajustar una válvula, la presión se reduce en el contenedor de suministro, que vaporiza los

líquidos. El compresor comprimirá ligeramente los vapores y los descargará en el tanque de almacenamiento, donde se condensarán de vuelta a estado líquido.

Figura 5: *Compresores de Aire Frio*



Fuente: Extraído de Blackmer compressors, 2023

Las aplicaciones específicas de recuperación de vapor son los vapores que quedan en un contenedor antes de realizar operaciones de mantenimiento o acondicionamiento, y la evacuación de cilindros, mangueras y tuberías.

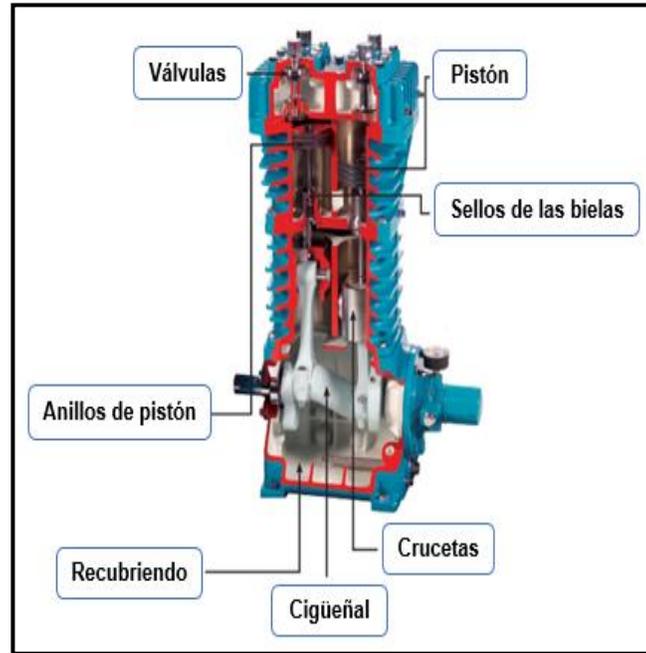
Con un diseño de componentes inmediatamente accesibles, los compresores LB hacen del mantenimiento rutinario y el reemplazo de piezas de desgaste una operación simple, rápida y fácil.

Con equipamiento de válvulas de gran eficacia, pistones para trabajo pesado, sellos de las bielas de ajuste automático y otras características robustas, los compresores de la serie LB están diseñados para tener una operación eficaz silenciosa y facilidad de mantenimiento, con todos los componentes inmediatamente accesibles para tener un reemplazo simple, rápido y fácil.

2.1.1.9 Partes de un compresor

Todos los compresores LB están equipados con un cabezal y cilindro de hierro dúctil, proporcionando mayor resistencia a choques térmicos como mecánicos.

Figura 6: *Partes de un Compresor*



Fuente: *Extraído de Blackmer.com*

En el gráfico 6 se muestra las partes de un compresor, las cuales se describen en la teoría. Asimismo, todo el interior del cárter está recubierto con una capa epóxica especialmente formulada, proporcionando una capa de protección adicional para el compresor.

2.1.1.9.1 Válvulas

Las válvulas están diseñadas específicamente para las aplicaciones de gas no lubricadas. Con tolerancias diseñadas con precisión, tensión de resorte y un terminado especial, estas válvulas se asientan más positivamente para que se mueva más gas con cada carrera del pistón.

Con un diseño para mover más volumen de gas, las válvulas de acero de gran eficiencia de Blackmer están construidas para ser resistentes y simples.

Las válvulas, construidas con discos y resortes de acero inoxidable resistente a la corrosión, se retiran fácilmente para darles servicio sin manipular la tubería. Con su diseño simple, se reparan y vuelven a ensamblar fácilmente

2.1.1.9.2 Sellos del cabezal y cilindro

El cabezal y el cilindro están sellados con O-rings para garantizar un sellado positivo bajo todas las condiciones operativas, eliminando fugas y problemas de mantenimiento.

2.1.1.9.3 Sellos de las bielas de ajuste automático

La contaminación de aceite en el cárter y la presión de gases en el conducto se previenen con los sellos de politetrafluoroetileno (PTFE) cargados positivamente, que mantienen una presión de sellado constante alrededor de las varillas del pistón.

2.1.1.9.4 Pistón

Los pistones fabricados en una sola pieza para trabajo pesado, están conectados con una sola tuerca de bloqueo positiva. Los pistones son más fuertes y simples que los diseños de piezas múltiples, los cuales usan múltiples sujetadores, eliminando posibles problemas.

2.1.1.9.5 Anillo de Pistón

Los anillos construidos con PTFE auto lubricante, provee la mejor eficacia en sellado con un mínimo desgaste por fricción, generando así un desempeño óptimo y una vida extendida del servicio del compresor.

2.1.1.9.6 Cigüeñal y Crucetas

El cigüeñal de hierro dúctil está rectificado con precisión con contrapesos integrales para tener un funcionamiento suave y silencioso. El taladrado por el interior garantiza la distribución positiva de aceite al pasador y a los cojinetes de bielas.

Las crucetas de hierro dúctil están diseñadas para obtener la mejor lubricación y resistencia al desgaste.

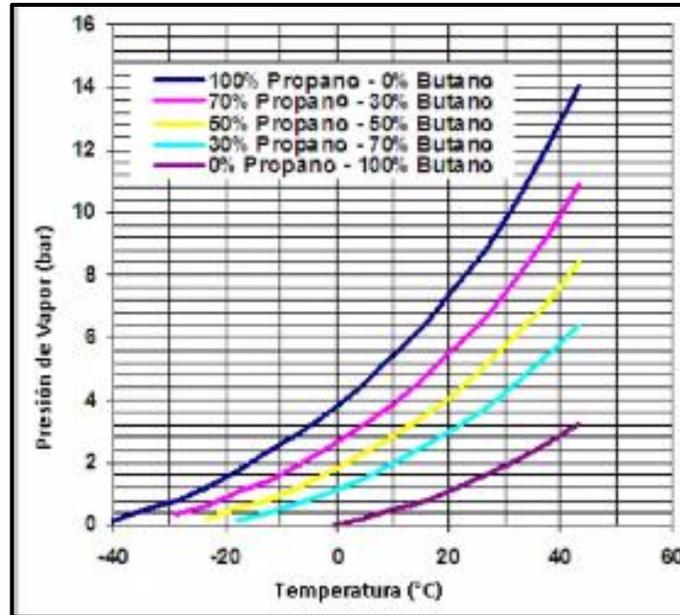
2.1.1.9.7 Recubrimiento

Todo el interior del cárter está recubierto con una capa epóxica especialmente formulada, proporcionando una capa de protección adicional.

2.1.1.10 Presión de vapor

La presión de vapor de una sustancia es la presión a la cual la fase vapor está en equilibrio con su fase líquida a una determinada temperatura.

Figura 7: Presión de vapor de GLP



Fuente: Extraído de Osinergmin, 2010

Su valor es independiente de las cantidades de líquido o vapores presentes mientras existan ambas. Las sustancias más ligeras tienen mayor presión de vapor que las sustancias pesadas.

2.1.1.11 Factor de absorción

El coeficiente de absorción (denotado por la letra griega α) es el porcentaje de energía absorbida con respecto al incidente.

2.1.1.12 Amplitud térmica

La amplitud térmica hace referencia a la diferencia entre la temperatura máxima y mínima que se registra en un lugar en un cierto periodo de tiempo. También se denomina oscilación térmica.

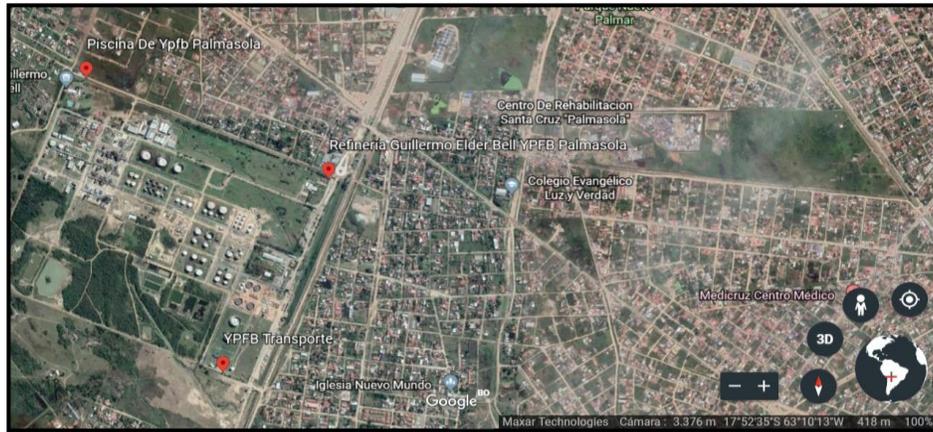
La amplitud térmica diaria (diferencia entre la máxima y mínima en un día) es la más comúnmente utilizada y la que suele aparecer en las previsiones meteorológicas.

2.1.2 Marco contextual

2.1.2.1 Ubicación del lugar de aplicación

El proyecto se lleva a cabo en la Planta de Refinación Palmasola, que se encuentra a 25 Km de la ciudad de Santa Cruz, cerca de las instalaciones de la Refinería Palmasola. Sus coordenadas de ubicación son al Sur 17°53'05'' y al Oeste 65°11'08''.

Figura 8: Ubicación geográfica de la Planta Palmasola



Fuente: Extraído de Google Earth, 2023

La Planta de Refinación Palmasola está operando desde 1990, en el departamento de Santa Cruz con una producción inicial de 190Mbbbl. Además de estar con una ampliación de la planta.

2.1.2.2 Capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en Bolivia

En primer lugar, la planta forma parte de un distrito de los cuales se tienen las siguientes características:

Tabla 2: Datos de Capacidad Almacenamiento (m3) en Bolivia

Nº	DISTRITO COMERCIAL	NOMBRE DE LA PLANTA	GASOLINA ESPECIAL (CLHB)	DIESEL OIL (CLHB)	GASOLINA PREMIUM (CLHB)	GLP (YPFB)
1	Tarija	Tarija	1465,00	296,00	28,00	261,9
2	Tarija	Villazon	111,86	442,85	0,00	31,1
3	Tarija	Bermejo	1500,00	3500,00	0,00	42,2
4	Tarija	Villamonte	1403,00	700,00	0,00	130,4

N°	DISTRITO COMERCIAL	NOMBRE DE LA PLANTA	GASOLINA ESPECIAL (CLHB)	DIESEL OIL (CLHB)	GASOLINA PREMIUM (CLHB)	GLP (YPFB)
5	Tarija	Yacuiba	477,20	86,19	0,00	63,5
6	Sur	Tupiza	587,00	436,00	0,00	128,4
7	Sur	Uyuni	332,50	503,90	0,00	23,6
8	Sur	Monteagudo	107,00	247,00	0,00	23,6
9	Sur	Tarabuquillo	41,60	41,60	0,00	21,1
10	Sur	Sucre Qhora-Qhor	719,00	692,00	0,00	350,1
11	Sur	Potosí	1473,00	712,00	0,00	260,3
12	Centro	Cochabamba	4627,00	4032,00	133,00	297,9
13	Centro	Villa tunari	480,00	480,00	0,00	0
14	Centro	Riberalta	2560,00	1432,00	0,00	0
15	Centro	Puerto Villarroel	459,0	918,00	0,00	0
16	Centro	Cobija	496,00	345,00	0,00	0
17	Centro	Trinidad	1935,00	2215,00	0,00	194
18	Centro	Guayaramerin	2136,00	2087,00	0,00	100
19	Oriente	Santa Cruz	6448,00	8947,00	3231,00	373
20	Oriente	Camiri	717,00	246,00	0,00	66,3
21	Oriente	San José de Chiquitos	393,00	1279,00	0,00	108,8
22	Occidente	La Paz – Senkata	7206,00	2885,00	312,00	1555,4
23	Occidente	Oruro	3360,00	330,00	0,00	453,6
Capacidad Almacenaje Total Actual			39034,16	33003,54	3704,00	4785,2

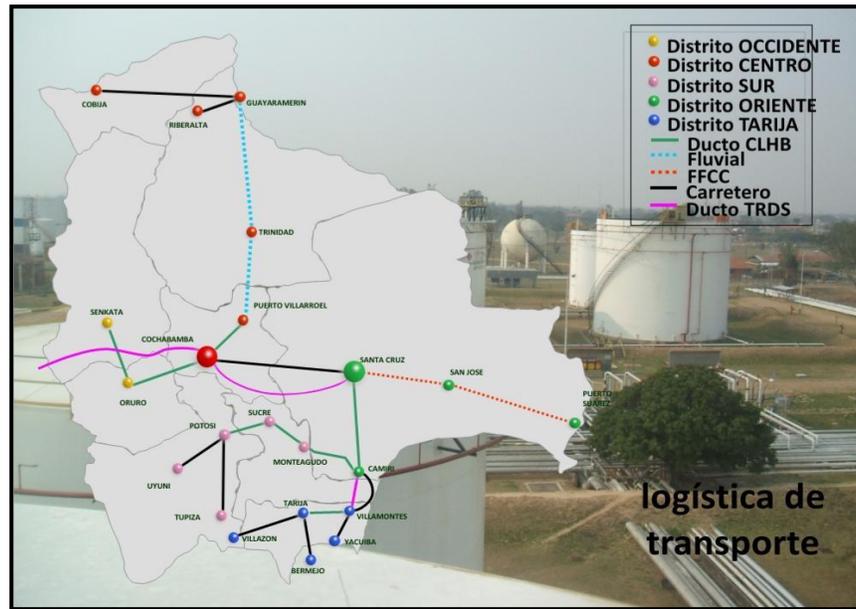
Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE, Informe de Trabajo, 2021

En la Tabla 2, se puede observar las diferentes capacidades de las diferentes plantas de almacenamiento, del cual forma parte la Planta Palmasola.

Se representa gráficamente los distritos comerciales

La Planta de almacenamiento de Palmasola forma parte del conjunto de plantas de almacenaje del Distrito Comercial Oriente. Las plantas que conforman este distrito son (YPFB TRANSPORTE, 2021):

Figura 9: Representación de distritos comerciales



Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE, Informe de Trabajo, 2021

- Planta de almacenaje de GLP Refinería Guillermo Elder Bell (YPFB) Planta de Palmasola – Santa Cruz
- Planta de almacenaje de combustibles líquidos refinería Guillermo Elder Bell (YPFB) Palmasola – Santa Cruz
- Planta de almacenaje San José de chiquitos (CLHB)
- Planta de almacenaje Camiri – Choreti (CLHB)

2.1.2.3 Generalidades de la refinería de Palmasola

En esta Refinería se realiza el proceso de transferencia de custodia del crudo proveniente del Campo Palmasola perteneciente a la empresa YPFB, 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 de almacenamiento de gasolina Premium cuya capacidad es de 801 m^3
- Un tanque 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

Para la capacidad de almacenamiento para distintos productos:

Tabla 3: Capacidad nominal de almacenamiento para distintos productos

PRODUCTO	TK	CAPACIDAD NOMINAL (M3)	CARGA MUERTA (M3)
Petróleo Crudo	TK-10002	16000	1500
Petróleo Crudo	TK-2900	16000	1500
Petróleo Crudo	TK-2901	16000	1500
Crudo Reconstituido (B)	TK-2913	9000	300
Gasolina Especial	TK-2912	9000	300
Gasolina Especial	TK-2915	4000	150

PRODUCTO	TK	CAPACIDAD NOMINAL (M3)	CARGA MUERTA (M3)
Gasolina Especial	TK-2916	4000	150
Gasolina Premium	TK-2938	700	20
Jet Fuel	TK-2920	6000	200
Jet Fuel	TK-2927	1800	70
Jet Fuel	TK-2928	1800	70
Diésel Oíl	TK-2918	9000	300
Diésel Oíl	TK-2919	9000	300
Gas Licuado de Petróleo	TK-2934	700	30
Gas Licuado de Petróleo	TK-2947	700	30

Fuente: Extraído de ANH, Informe, 2020

En la Tabla 3, se observa los diferentes volúmenes de los distintos productos de almacenamiento de la Planta.

Tabla 4: Planta de Almacenaje de Palmasola capacidad neta

Nº DE TANQUE	PRODUCTO ALMACENADO	ACTIVIDAD	TIPO TANQUE (ESD, HOR, VER)	CAPACIDAD NETA (M3)	CARGA MUERTA (M3)
2914	Gasolina especial	Almacenaje	Vertical	6010	253.40
2917	Gasolina especial	Almacenaje	Vertical	3231	138.10
2939	Gasolina Premium	Transporte	Vertical	801	31.80

N° DE TANQUE	PRODUCTO ALMACENADO	ACTIVIDAD	TIPO TANQUE (ESD, HOR, VER)	CAPACIDAD NETA (M3)	CARGA MUERTA (M3)
2929	Gasolina especial	Transporte	Vertical	1423	53.80
2924	Crudo	Almacenaje	Vertical	6005	170.30
101	Crudo	Almacenaje	Vertical	477	12.55
211	Crudo	Transporte	Vertical	825	32
4	Crudo	Almacenaje	Vertical	474	12.55
2923	Crudo	Almacenaje	Vertical	2224	114.60
2926	Diésel oíl	Almacenaje	Vertical	3843	161.30
102	Jet fuel	Transporte	Vertical	476	12.75
2944	Kerosene	Almacenaje	Vertical	84	5.50
2945	Diésel oíl	Transporte	Vertical	6005	170.30

Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE, Informe de Trabajo, 2021

En la Tabla 4, se observa los diferentes volúmenes de los distintos productos de almacenamiento y la actividad que realiza en la Planta.

En este proyecto solo analizara y se aplicara para la Planta de Almacenaje de Palmasola para el producto de Gas Licuado de Petróleo (YPFB). Para el almacenaje de GLP también se tiene:

Tabla 5: Almacenaje de Gas Licuado de Petroleo (GLP)

N° DE TANQUE	PRODUCTO ALMACENADO	ACTIVIDAD	TIPO TANQUE (ESD, HOR, VER)	CAPACIDAD NETA (M3)	CARGA MUERTA (M3)
2930	Propano	Refinación	Esfera	A confirmar	0

N° DE TANQUE	PRODUCTO ALMACENADO	ACTIVIDAD	TIPO TANQUE (ESD, HOR, VER)	CAPACIDAD NETA (M3)	CARGA MUERTA (M3)
2931	Propano	Refinación	Esfera	A confirmar	0
2932	Butano	Refinación	Esfera	636	0
2933	Butano	Refinación	Esfera	636	0
2934	GLP	Refinación	Esfera	636	0
2935	GLP	Transporte	Esfera	636	0
2936	GLP	Transporte	Esfera	954	0
2937	GLP	Transporte	Esfera	954	0
2946	GLP	Transporte	Esfera	1220	0

Fuente: Extraído de YPFB TRANSPORTE, Informe de Trabajo, 2021

En la Tabla 4, se conoce la carga neta del Propano, Butano y GLP. Además de conocer la actividad que realiza cada producto y el tipo de tanque que se usa para su almacenaje.

2.1.2.3 Especificaciones Técnicas del Compresor

2.1.2.3.1 Compresor ATK102-007

El compresor ATK102-007 tiene las siguientes especificaciones data por la empresa Blackmer, con las cuales opera el instrumento.

Tabla 6: *Especificación Técnica de Compresor ATK102-007*

Especificaciones	Valor	Unidad
Velocidad de rotación	950	rpm
Diámetro del cilindro	105	mm

Especificaciones	Valor	Unidad
Diámetro de su tubería	50	mm
Longitud de tubería	0.47	M
Temperatura de succión	304.15	K
Presión de succión	0.802	MPa
Presión de descarga	2.1	MPa
Temperatura de descarga	367.15	K

Fuente: Extraído de blackmer.com

En la Tabla 6, se describe las características técnicas con la opera el compresor ATK102-007. Con los tipos de Compresor se hará luego una selección para determinar el más adecuado para los tanques de almacenamiento.

2.1.2.3.2 Compresor ATK3533-029

El compresor ATK3533-029 tiene las siguientes especificaciones data por la empresa Blackmer, con las cuales opera el instrumento.

Tabla 7: *Especificación Técnica de Compresor ATK3533-029*

Especificaciones	Valor	Unidad
Velocidad de rotación	950	rpm
Diámetro del cilindro	110	mm
Diámetro de su tubería	50	mm
Longitud de tubería	0.57	M

Especificaciones	Valor	Unidad
Temperatura de succión	314.15	K
Presión de succión	1.202	MPa
Presión de descarga	2.3	MPa
Temperatura de descarga	387.15	K

Fuente: Extraído de blackmer.com

En la Tabla 7, se describe las características técnicas con la opera el compresor ATK3533-029. Con los tipos de Compresor se hará luego una selección para determinar el más adecuado para los tanques de almacenamiento.

2.1.2.3.3 Compresor ATK3533-031

El compresor ATK3533-029 tiene las siguientes especificaciones data por la empresa Blackmer, con las cuales opera el instrumento.

Tabla 8: *Especificación Técnica de Compresor ATK3533-031*

Especificaciones	Valor	Unidad
Velocidad de rotación	950	Rpm
Diámetro del cilindro	105	Mm
Diámetro de su tubería	50	Mm
Longitud de tubería	0.47	M
Temperatura de succión	314.15	K
Presión de succión	1,302	MPa
Presión de descarga	2.5	MPa

Especificaciones	Valor	Unidad
Temperatura de descarga	400.15	K

Fuente: Extraído de blackmer.com

En la Tabla 8, se describe las características técnicas con la opera el compresor ATK3533-031. Con los tipos de Compresor se hará luego una selección para determinar el más adecuado para los tanques de almacenamiento.

2.2 INFORMACIÓN Y DATOS OBTENIDOS

2.2.1 Datos de Control del tanque

A continuación, en la Tabla 9, detallan los siguientes datos del tanque de almacenamiento para realizar los cálculos correspondientes para la obtención de la pérdida por evaporación del gas licuado de petróleo:

Tabla 9: *Datos de Control del tanque de Gas licuado de petroleo*

DATOS	SÍMBOLO	VALOR
Tanque	TK2912	
Diámetro del tanque	D	119,96 [pies]
Radio del tanque	Rs	59,98 [pies]
Inclinación del con lo del techo	Sr	0,0625 [pies/pie]
Altura del cuerpo del tanque	Hs	39,98 pies
Altura de trabajo del tanque	Hl	2,93 pies
Maxima temperatura ambiente diaria	Tax	80 °F
Mínima temperatura ambiente diaria	Tan	65 °F

DATOS	SÍMBOLO	VALOR
Pintura del techo y cuerpo del tanque		Es de aluminio y buena condición
Absorción solar diaria	I	110 BTU/pie ²
Presión de vapor Reid	PVR	3,25 Psi
Peso molecular de vapor del product	Mv	120 lb/lb-mol
Constante de gas ideal	R	10,37 Psi*pie ³ /lbmol R
Presión de respiración del tanque	Prp	0,03 Psi
Presión de vacío de tanque	Pbv	-0,03 Psi
Presión atmosférica del sitio del tanque	Pa	11,80 [Psia]
Stock anual movilizado por tanque asociado a incremento de nivel	Q	1000000 [Bbl/año]
Altura máxima de producto (llenado)	Hlx	35,14 pies
Índice de rotación de existencias (Rata de renovación del stock)	N	Valor determinado con Norma API.

Fuente: *Extraído de YPFB TRANSPORTE, Informe de Trabajo, 2021*

2.2.2 Obtención de las pérdidas permanentes por almacenamiento

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, α_R será:

$$\alpha_R = 0,39$$

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

De acuerdo a la tabla que se encuentra en la norma API-MPMS 19.1 – Evaporative Loss Measurement, α_S será:

$$\alpha_S = 0,39$$

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

$$\alpha = \frac{\alpha_R + \alpha_S}{2}; \quad \alpha = \frac{0,39 + 0,39}{2}$$

$$\alpha = 0,39$$

Obtención del rango de temperatura ambiente diaria, ΔT_A

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AN}; \quad \Delta T_A = 539 - 524$$

$$\Delta T_A = 15 [R]$$

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

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2}; \quad T_{AA} = \frac{539 + 524}{2}$$

$$T_{AA} = 531 [R]$$

Obtención del rango diario de la temperatura del vapor, ΔT_V

$$\Delta T_V = 0,72\Delta T_A + 0,028\alpha I; \quad \Delta T_V = (0,72 \times 15) + (0,028 \times 0,39 \times 110)$$

$$\Delta T_V = 12[R]$$

Obtención de la temperatura del líquido a granel, T_B

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1; \quad T_B = 531 + (6 \times 0,39) - 1$$

$$T_B = 532 [R]$$

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

$$T_{LA} = 0,44T_{AA} + 0,56T_B + 0,0079\alpha I; \quad T_{LA} = 0,44(531) + 0,56(532) + 0,0079 \times (0,39) \times 110$$

$$T_{LA} = 531,89 [R]$$

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

$$T_{LX} = T_{LA} + 0,25\Delta T_V ; \quad T_{LX} = 531,89 + 0,25 \times 12$$

$$T_{LX} = 534,89 [R]$$

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

$$T_{LN} = T_{LA} - 0,25\Delta T_V ; \quad T_{LN} = 531,89 - (0,25 \times 12)$$

$$T_{LN} = 528,89 [R]$$

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

$$A = 12,82 - 0,96 \times \ln(PVR); \quad A = 12,82 - 0,96 \times \ln(3,25)$$

$$A = 11,69$$

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

$$B = 7261 - 1216 \times \ln(PVR); \quad B = 7261 - 1216 \times \ln(3,25)$$

$$B = 5827,76$$

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

$$P_{VA} = \exp\left[A - \frac{B}{T_{LA}}\right]; \quad P_{VA} = \exp\left[11,69 - \frac{5827,76}{531,89}\right]$$

$$P_{VA} = 2,08 [Psi]$$

Obtención de la presión de vapor a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido,

P_{VX}

$$P_{VX} = \exp\left[A - \frac{B}{T_{LX}}\right]; \quad P_{VX} = \exp\left[11,69 - \frac{5827,76}{534,89}\right]$$

$$P_{VX} = 2,21 [Psi]$$

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

$$P_{VN} = \exp \left[A - \frac{B}{T_{LN}} \right]; \quad P_{VN} = \exp \left[11,69 - \frac{5827,76}{528,89} \right]$$

$$P_{VN} = 1,95 \text{ [Psi]}$$

Obtención del rango diario de presión de vapor de almacenaje, ΔP_V

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN}; \quad \Delta P_V = 2,21 - 1,95$$

$$\Delta P_V = 0,26 \text{ [PSI]}$$

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

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV}; \quad \Delta P_B = 0,03 - (-0,03)$$

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

Obtención del factor de expansión del espacio de vapor, K_E :

Según bibliografía la presión atmosférica en Santa Cruz es de 719,74 mmHg, llevando a Psi se tiene

$$P_A = 719,74 \text{ mmHg} \times \frac{14,7 \text{ Psi}}{760 \text{ mmHg}}; \quad P_A = 13,92 \text{ Psi}$$

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_B}{P_A - P_{VA}}; \quad K_E = \frac{12}{531,89} + \frac{0,26 - 0,06}{13,92 - 2,08}$$

$$K_E = 0,0394$$

Si la Ecuación anterior arroja un valor negativo para K_E , se usa cero como el valor de K_E . Esto da como resultado una pérdida permanente estimada de cero porque el rango de ajuste de la presión de ventilación ΔP_B es lo suficientemente alto para evitar la pérdida por evaporación en las condiciones supuestas. Donde la constante de expansión de vapor es más baja de ΔP_B 0,26

Obtención de la altura, H_R :

$$H_R = S_R R_S ; \quad H_R = 0,0625 \times 59,28$$

$$H_R = 3,705 \text{ [Pies]}$$

Obtención de la altura equivalente al volumen contenido bajo el techo (Roof Outage) o merma,

H_{R0}

$$H_{R0} = \frac{1}{3} H_R ; \quad H_{R0} = \frac{1}{3} \times (3,705)$$

$$H_{R0} = 1,24 \text{ [pies]}$$

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

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{R0} ; \quad H_{VO} = 39,98 - 2,93 + 1,24$$

$$H_{VO} = 38,28 \text{ [pies]}$$

Obtención del factor de saturación del vapor venteado, K_S

$$K_S = \frac{1}{1 + 0,053 P_{VA} H_{VO}} ; \quad K_S = \frac{1}{1 + 0,053 \times 2,08 \times 38,28}$$

$$K_S = 0,19$$

Obtención de la densidad del vapor almacenado, W_V

$$W_V = \frac{M_M P_{VA}}{RT_{LA}} ; \quad W_V = \frac{120 \times 2,08}{10,73 \times 531,89}$$

$$W_V = 0,0437 \text{ lbs/pie}^3$$

Obtención de las pérdidas permanentes de almacenamiento, L_S

$$L_S = 365 K_E H_{VO} \left(\pi \frac{D^2}{4} \right) K_S W_V ; \quad L_S = 365 \times 0,0394 \times 38,28 \times \left(\pi \frac{(119,96)^2}{4} \right) \times 0,19 \times 0,0437$$

$$L_S = 51660,53 \text{ libras/año}$$

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

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

$$W_{VC} = 9,6 \frac{\text{libras}}{\text{galón}}$$

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

$$L_{bbl} = \frac{L_S}{42W_{VC}} ; \quad L_{bbl} = \frac{51660,53}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 128,13 \frac{\text{bbls}}{\text{año}}$$

2.2.3 Obtención de las Pérdidas por Trabajo

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

$$N = \frac{5,614Q}{\frac{\pi}{4} D^2 H_{LN}} ; \quad N = \frac{5,614 \times 1000000}{\frac{\pi}{4} 119,96^2 \times 35,14}$$

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

Obtención del factor de renovación de pérdida por trabajo, K_N

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

Obtención del factor de pérdidas por trabajo del GK_P

$$K_P = 0,75$$

Obtención del factor de corrección de ajuste de venteo, cuando el $\Delta P_B = 0,06$

$$K_B = 1$$

Obtención de la densidad del vapor almacenado, W_V

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}} ; \quad W_V = \frac{120 \times 2,08}{10,73 \times 531,89}$$

$$W_V = 0,0437 \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

Obtención de las pérdidas por trabajo, L_W

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

$$L_W = 14 \times 35,14 \times \left(\pi \frac{119,96^2}{4} \right) \times 1 \times 0,75 \times 1 \times 0,0437$$

$$L_W = 182236,47 \frac{lbs}{año}$$

Transformación de las pérdidas por trabajo a barriles por año

$$L_{bbl} = \frac{L_W}{42W_{VC}} ; \quad L_{bbl} = \frac{182236,47}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 451,98 \frac{bbl}{año}$$

Lo que nos da una pérdida por trabajo de 451,98 bbl/ año mediante todos los cálculos.

2.2.4 Obtención de las Pérdidas Totales

Obtención de las pérdidas totales en libras por año

$$L_T = L_S + L_W ; \quad L_T = 51660,53 + 182236,47$$

$$L_T = 233897 \frac{lbs}{año}$$

Obtención de las pérdidas totales en barriles por año

$$L_{bbl} = \frac{L_T}{42W_{VC}} ; \quad L_{bbl} = \frac{233897}{42 \times 9,6}$$

$$L_{bbl} = 580,10 \frac{bbl}{año} = 92.2285 \frac{m^3}{año}$$

En la tabla 10 se puede observar una proyección de la pérdida sin un compresor ya mediante se determinó una pérdida de 580, 10 bbl/año

Tabla 10: *Proyección de pérdidas sin el uso de un compresor*

Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento sin compresor [Bbl]	Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento sin compresor [Bbl]
Enero 2023	5,00	Enero 2024	200,00
Febrero 2023	25,00	Febrero 2024	210,00
Marzo 2023	45,00	Marzo 2024	225,00
Abril 2023	55,00	Abril 2024	240,00
Mayo 2023	85,00	Mayo 2024	260,00
Junio 2023	92,00	Junio 2024	270,00
Julio 2023	105,00	Julio 2024	285,00
Agosto 2023	120,00	Agosto 2024	300,00
Septiembre 2023	140,00	Septiembre 2024	310,00
Octubre 2023	152,00	Octubre 2024	325,00
Noviembre 2023	170,00	Noviembre 2024	350,00
Diciembre 2023	180,00	Diciembre 2024	370,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos calculados de pérdidas, 2023

En tabla de resultados se observa en los diferentes meses una pérdida de gas licuado de petróleo sin la implementación del compresor de aire frío

2.2.5 Selección de un compresor

Características del compresor a implementar para que el tanque llegue a esas temperaturas anteriormente analizadas:

Tabla 11: *Tipos de compresores Blackmer*

COMPRESOR	Vapor recuperado	Recuperación total
Blackmer para 113 m ³	1110 gal.(4,2 m ³)	1260 gal.(4,7 m ³)
Blackmer para 68 m ³	666 gal.(2,5 m ³)	756 gal.(2,8 m ³)
Blackmer para 42 m ³	414 gal.(1,5 m ³)	470 gal.(1,7 m ³)

Fuente: Elaboración propia en base a catálogo de Blackmer, 2023

Se escoge el compresor tipo 2 o mediano para poder obtener esos volúmenes anteriormente estimados

2.2.5.1 Relación del volumen de líquido que se evapora

Los resultados de la simulación se colocan en la tabla 12 donde con la selección del compresor se llegó a los siguientes resultados.

Tabla 12: *Resultados de la simulación de perdidas con el uso de compresor*

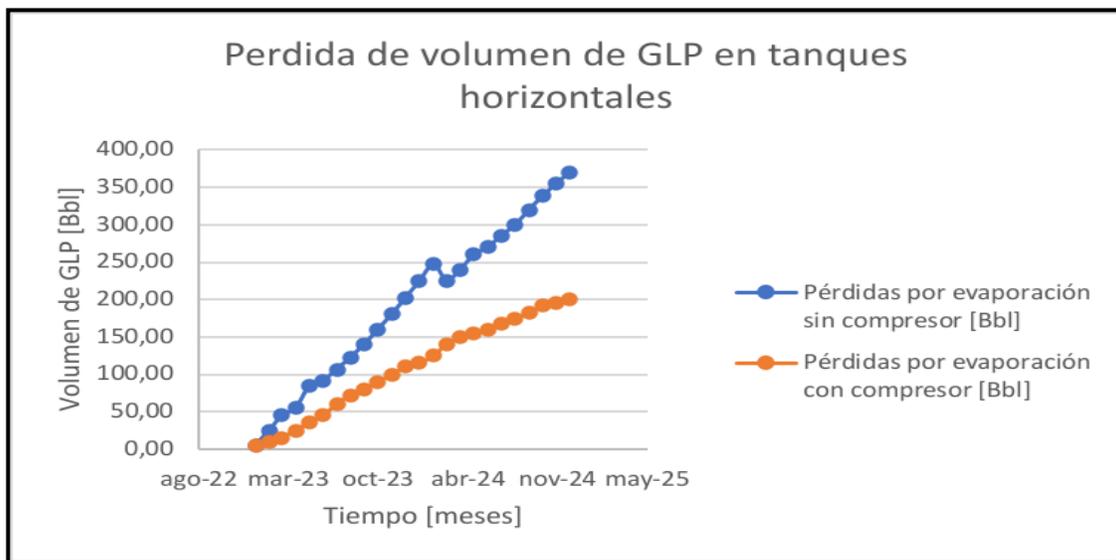
Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento con compresor [Bbl]	Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento con compresor [Bbl]
Enero 2023	5,00	Enero 2024	115,00
Febrero 2023	10,00	Febrero 2024	125,00
Marzo 2023	15,00	Marzo 2024	140,00
Abril 2023	25,00	Abril 2024	150,00
Mayo 2023	35,00	Mayo 2024	155,00
Junio 2023	45,00	Junio 2024	160,00

Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento con compresor [Bbl]	Tiempo [meses]	Pérdidas por almacenamiento con compresor [Bbl]
Julio 2023	60,00	Julio 2024	167,00
Agosto 2023	72,00	Agosto 2024	175,00
Septiembre 2023	80,00	Septiembre 2024	182,00
Octubre 2023	90,00	Octubre 2024	192,00
Noviembre 2023	100,00	Noviembre 2024	195,00
Diciembre 2023	110,00	Diciembre 2024	200,00

Fuente: Elaboración propia en base a cálculos de perdidas, 2023

Luego se procede a graficar los resultados de la simulación de esa manera simple son como se puede simular y no ofrece otro sistema gráfico ni proceso complicado ya que es un cálculo realizado en Excel:

Figura 10: Pérdida por almacenamiento – Análisis acumulado



Fuente: Elaboración propia en base a cálculos obtenidos de perdidas, 2023

En gráfica se puede observar qué la pérdida con los resultados de las tablas 10 y 12, donde sin ningún método de control es alta y crece linealmente en el tiempo, aplicando la instalación de un compresor se ve el crecimiento, pero en menor proporción ya que se reduce una pérdida total en 2 años de 370 barriles a 200 barriles.

Con cual se realiza un mejor entendimiento de la importancia del control de la evaporación en los tanques de almacenamiento.

Al graficar volumen del gas natural de petróleo vs tiempo podemos determinar la importancia del compresor de aire frio para evitar pérdidas en los tanques de almacenamiento

2.2.6 Análisis de factibilidad económica

2.2.6.1 Costos fijos

A continuación, se presentan los costos fijos considerando los costos de simulación y los costos de los equipos de los tanques:

Tabla 13: *Análisis de Costos Fijos en Bolivianos*

COSTOS FIJOS	Mensual	Tipo
Alquileres	-	adm.
Servicios Básicos	10.000	Adm
Mano de Obra Directa (MOD)	37.500	Adm
Mano de Obra Indirecta (MOI)	14.000	Adm
Seguridad Industrial	12.500	Adm
Mantenimiento de Tanques	30.000	Operative
Gastos graves de levantamiento de datos	5.000	Ventas
Impuestos	5.750	
Interés	-	

COSTOS FIJOS	Mensual	Tipo
TOTAL COSTO FIJO MES	114.750	

Fuente: Elaboración propia en base en el análisis de pérdida y propuesta, 2023

El costo fijo de levantamiento del proyecto para el mantenimiento y prevención de pérdidas mensual es de 114.750 bolivianos

2.2.6.2 Costos Variables con pérdidas

A continuación, se presentan los costos variables considerando Los costos de pérdida de líquido en los tanques de almacenamiento

Tabla 14: *Costos variables*

COSTOS VARIABLES	Cantidad	V/r Unit	Mensual
Accesorios	10	200,00	2.000
Válvulas	5	3.500,00	17.500
Filtros	5	1.400,00	7.000
Soldadura	2	10.000,00	20.000
Compresor de aire	3	14.000,00	42.000
Pérdida de Líquido	1624,5	17,50	28.479
Equipos de seguridad	8	1.000,00	8.000
Equipos electrónicos	6	4.000	24.000
TOTAL COSTO VARIABLE MES			148.979

Fuente: Elaboración propia en base en el análisis de pérdida y propuesta, 2023

El costo variable de levantamiento del proyecto para el mantenimiento y prevención con pérdidas iniciales mensuales es de 148.979 bolivianos

2.2.6.3 Depreciación anual del proyecto

Para la inversión inicial del proyecto se cuenta con la siguiente tabla:

Tabla 15: Depreciación Anual del Proyecto

PROPIEDAD REFINERÍA Y EQUIPO	Valor	Vida Útil/ Años	Depreciación Anual
Tanques nuevos	56000	8	7000
Compresor	2000	6	333,3333333
Ductos	38000	10	3800
Computadora	3800	4	950
Válvula	6484,3	10	648,43
Cascos	200	5	40
Guantes	750	10	75
Trajes de seguridad	700	10	70
Accesorios	445	10	44,5
PLCs	16895,2	10	1689,52
Vehículo	140000	5	28000
Filtro	3500	10	350
Impresoras	1000	5	200
Total	211.775		35.867

Fuente: Elaboración propia en base en el análisis de pérdida y propuesta, 2023

La depreciación anual del proyecto es de 35.867 bolivianos

2.2.6.4 Inversión inicial del proyecto

Se tiene la siguiente Tabla 16 donde se describe la inversión total del proyecto inicial con las diferentes inversiones a considerar:

Tabla 16: Inversión del proyecto

INVERSION	MONTO
CAPITAL DE TRABAJO	-1.617.411,54
COSTOS FIJOS AL MES	114.750
COSTOS VARIABLES AL MES	148.979
DOS MESES DE COSTOS Y GASTOS	478.900
GASTOS DE PREOPERATIVOS	26.500
MATERIA PRIMA	115.463
TOTAL INVERSION INICIAL	594.363
DEUDA	2.000.000
RECURSOS SOCIOS	(1.405.637)
INCREMENTO COSTOS	3,7%

Fuente: Elaboración propia en base en el análisis de perdida y propuesta, 2023

La inversión inicial del levantamiento de datos, la simulación la compra de nuevos tanques y la instalación de un compresor de aire es de 594363 bolivianos, lo que aproximadamente equivale a medio millón de bolivianos.

2.2.7 Manual operativo de manejo de tanques

En Anexos se propone un manual para el manejo de tanques con el sistema que presenta en planta para poder evitar pérdida de líquidos periódicamente en el proceso de carga y descarga y también en el proceso estático de almacenamiento.

2.3 ANALISIS Y DISCUCION

En la tabla 17, se analizará el cumplimiento de los objetivos específicos con las actividades desarrolladas en la monografía.

Tabla 17: *Análisis y discusión de resultados*

Objetivos específicos	Actividades desarrolladas
Describir la situación actual de la merma de combustibles en la Planta de Refinación Palmasola por evaporación.	Se describe todas las características en la parte teórica. Donde se determinó la merma del líquido evaporado en la Planta Palmasola mediante las ecuaciones de evaporación.
Describir las características que posee el compresor de aire frío para el control de temperaturas en tanques de almacenamiento.	Se determinó el mejor compresor adecuado para menor pérdida de volumen ya que con el sistema instalado la pendiente de pérdida disminuye de manera favorable.
Seleccionar un compresor ideal que se adapte a las condiciones de almacenamiento del tanque comparando varios tipos en relación del volumen de líquido que se evapora y potencia requerida	Se ha seleccionado el tipo de compresor más adecuado para evitar pérdidas altas de volumen de gas licuado de petróleo. Para tener la menor pérdida posible. Realizar el análisis de costo del proyecto propuesto
Realizar una evaluación técnica y económica de la implementación propuesta.	Calcular la relación de costo y beneficio significa que el proyecto se financiará rápidamente debido a los ingresos generados por la venta de glp

Fuente: Elaboración propia en base en el análisis de perdida y propuesta, 2023

El análisis se realizó mediante la recopilación de la teoría descrita, investigación de datos y los cálculos realizados. Para el mejor desarrollo del proyecto.

CAPITULO III: CONCLUSIONES

- Se describió las características de la Planta de Refinación de Palmasola que está ubicado en el departamento de Santa Cruz. Del cual la evaporación de líquidos es un problema más, debido a las altas temperaturas registradas durante estos últimos años y también la influencia del cambio climático. Por el cual, se determinó la merma que se pierde de gas licuado de petróleo por medio de ecuaciones de pérdida por evaporación dando como resultado 580, 10 bbl/ año.
- Se ha descrito las características que posee el compresor de aire frío para el control de temperaturas las cuales varían en función a la potencia y al volumen recuperado, estos compresores son fabricados con el objetivo de reducir las pérdidas por evaporación y así disminuir costos por pérdidas. Se seleccionó un compresor ideal que se adapte a las condiciones de almacenamiento del tanque comparando varios tipos en relación del volumen de líquido que se evapora y potencia requerida. así podemos evidenciar que la diferencia es notable con respecto. Por cual se determinó usar el compresor con un vapor de recuperación de 2,3 m³ con una recuperación total de 2,8 m³.
- Se determinó los volúmenes de líquido que se pierde en los tanques de almacenamiento con la implementación del compresor las cuales varían mucho cuando se las aplica, debido a este existe un ahorro de combustibles líquidos en este caso el GLP.
- Se realizó una evaluación de costos de la implementación propuesta, realizando costos fijos los cuales son necesarios para el proyecto dando un total de 114750, costos variables estos son los podemos necesitar, pero hay que considerar por cualquier imprevisto dando un total 148979 bs. Analizando los resultados tenemos una inversión inicial de 594363 bs encontrando costos accesibles y relativamente bajos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A, A. A. (2018). *Significatividad del marco metodológico en el desarrollo de proyectos de investigación*. Obtenido de Arbitrada Interdisciplinaria KOINONIA, Revista,4(8), 118: <http://dx.doi.org/10.35381/r.k.v4i8.274>
- Arnold, K. a. (1988). *Surface Production Operations” (Vol. 2, Design of Gas – Handling Systems and Facilities), Chap. 7*. Houston, TX, USA: Gulf Publishing Company. Book Division.
- ASME. (s.f.). *Diseño de Tanque ASME Norma183 G*. EEUU: Solloce Ediciones.
- ASTM. (2012). *Norma ASTM, International standards*. Washington: ASTM.
- Castellan. (2011). *Físico Química, 6ta Edición*F. México D.F.: Editorial Pearson.
- Cengel. (2012). *Termodinámica*. EEUU: Mc Graw Hill – 6ta Edición.
- Changjun Li, Y. H. (2017). *Dynamic Modeling of the Two-Phase Leakage Process of Natural Gas Liquid Storage Tanks* . Chengdu : Southwest Petroleum University.
- Eugene, M. (2013). En *Manual de Recipientes a Presión, 3ra Edición* (pág. 18). México D.F.: Editorial LIMUSA.
- Gas Processors and Suppliers Association. (1987). *Engineering Data Book”, Vol. 1, Tulsa*. Tulsa, Okla., USA: Tenth Edition.
- GPSA . (2004). *Engineering Data Book, 13 ava Edición*. EEUU.
- Ikealumba W.C., W. H. (2017). Modeling of Liquefied Natural Gas Release and Dispersion: Incorporating a Direct Computational Fluid Dynamics Simulation Method for LNG Spill and Pool Formation. *Ind. Eng. Chem. Res.*2016, 55. *ACS Publications*, Ikealumba, W.C.; Wu, H. (2017), Modeling of Liquefied Natural Gas Release and Dispersion: Incorporating a Direct Computational Fluid Dynamic1778–1787.

- Institute, A. P. (28 de julio de 2022). *www,api.org*. Obtenido de Propiedades de lo hidrocarburos y caracteriticas fiicoquimicas: *www,api.org*
- Jia W., L. C. (2013). Steady State Modeling and Simulation for Liquid Petroleum Gas Pipeline Networks. *MDPI*, 1051-1510.
- Johnson D.W., C. J. (2007). Modeling the release, spreading, and burning of LNG, LPG, and gasoline on water. . *J. Hazard. Mater*, 535–540. .
- Kanes, R., Basha, A., Véchet, L., & Castier, M. (2016). Simulation of venting and leaks from pressure vessels. *J. Loss Prev. Process Ind.*, 563–577.
- López. (2006). *Calculo financiero Aplicado, 2da Edición*. Bueno Aires: Editori al La Ley.
- Mario, D. (2019). *Tecnología del Gas Natural, 1ra Edición*. La Paz.
- Raimondi. (2012). Rigorous simulation of LPG releases from accidental leaks. *Chem. Eng. Trans*, 64–68.

ANEXOS

Anexos 1: Manual Operativo de Tanques

PROPIEDADES DE LA PINTURA DEL TANQUE
Fase Limpieza:
Consiste en eliminar los gases de combustibles, en el interior del tanque, a un nivel de explosividad menor al 10 % L.E.L. (Lowest Explosive Level) y las concentraciones de oxígeno (entre 19% y 22%). Luego lavar el interior del tanque con un desengrasante Micro emulsionante biodegradable industrial. Posteriormente tratar el agua contaminada clarificandola por floculación hasta llevarla dentro de los límites permisibles.
Pintura base
Anticorrosiva Epoxi. Espesor de pintura: 120 micrones.
Pintura final
Poliuretánica (PU). Espesor de pintura: 80 micrones.
COMPONENTES DEL TANQUE
Interior del tanque
<ul style="list-style-type: none">• Cámara de expansión de gases• Compartimiento de recuperación de gases• Tubo de llenado• Tubo de succión

- Escalera de acceso interior del tanque

Exterior del tanque

- Plataforma de circulación
- Baranda de protección plataforma de circulación
- Boca de visita o abertura de inspección
- Escalera de acceso a plataforma de circulación
- Conexión bridada de recuperación de gases
- Conexión bridada para tubo de llenado
- Conexión bridada para tubo de succión
- Conexión bridada para boca de medición
- Conexión bridada para tubo dreno
- Ojales para izar
- Dispositivos para anclaje del tanque
- Pozo dreno en fondo de tanque en cada compartimiento.
- Estructura para descanso del tanque
- Conexiones de cobre o bronce para punto tierra.

Accesorios

- Tapa de vista valvulada, anti chispa, para cada compartimiento

- Válvula de vacío – presión – ecualizadora, para cada compartimiento
- Llave de paso bloqueadora del sistema de recuperación de gases, de Ø 2”, para cada compartimiento
- Llave de paso para conexión bridada del tubo de llenado, de Ø 3”
- Llave de paso para conexión bridada del tubo de succión, de Ø 1½”, para cada compartimiento
- Llave de paso para conexión bridada de boca de medición, de Ø 3”, para cada compartimiento
- Llave de paso para conexión bridada del tubo dreño, de Ø 2”, para cada compartimiento.
- Codo de descarga, con sus respectivas tapas de protección; uno por cada compartimiento del tanque.
- Enganche rápido del sistema de recuperación de gases, para cada compartimiento.
- Compresor de aire frío para enfriado del líquido y combustibles

Equipo condensador por compresión

A continuación se presenta el equipo que se desea instalar alrededor del tanque para comprimir el aire y disminuir la temperatura del sistema de almacenamiento y evitar la pérdida de combustible:



Este sistema comprime el aire a presión y debe instalarlo un ingeniero mecánico que cumpla con los requisitos que se describen más adelante.

Seguridad

Conexión a tierra, mínimo dos puntos

CARACTERÍSTICA DE LOS COMPONENTES DEL TANQUE

Cámara de expansión de gases

Espacio porcentual de volumen libre (% V) que debe ocupar esta Cámara en los tanques a la temperatura ambiente.

Compartimiento de recuperación de gases

- Permite cerrar un circuito de trasiego para evitar que los gases, producto de la operación de carga o descarga, sean ventilados a la atmósfera.
- El separador del compartimiento debe ser del mismo material y espesor del tanque y en lo posible las enmendaduras deben ser minimizadas.

- La división del tanque debe tener un separador para cada compartimiento.
- El espacio que genera los dos separadores, debe tener un drenaje en la parte inferior para la inspección periódica.

Tubo de llenado

- El diámetro nominal del tubo de llenado debe ser de tres pulgadas ($\text{Ø } 3''$).
- El material del tubo debe ser acero al carbono.
- A una distancia de 100 m.m. de la extremidad superior del tubo debe ser soldado un disco de diámetro externo ciento ochenta milímetros ($\text{Ø}180$ m.m.) y espesor de plancha de 9,5 m.m., con seis perforaciones pasantes de diámetro 11,11 m.m., equidistantes en un radio de 75 m.m., y cuyo material del disco tendrá que ser acero al carbono de buena soldabilidad.
- Su proyección del tubo de llenado debe ser hasta 50 m.m. antes de alcanzar el fondo del tanque.
- El extremo final del tubo de llenado debe tener un corte a 45°
- En el fondo del tanque, siguiendo la proyección del tubo de llenado, debe existir una plancha de desgaste, cuya diferencia de radios entre la plancha y el diámetro del tubo debe ser entre 2 y tres veces más el radio del tubo y espesor mínimo de 6,35 m.m. a más de la plancha del tanque.
- El tubo de llenado debe ser soldado a la plancha de desgaste, a través de un pie de amigo que sirve como unión entre ambos.

Tubo de succión

- El diámetro nominal del tubo de succión debe ser de una y media pulgada ($\text{Ø } 1\frac{1}{2}''$).

- El material del tubo debe ser acero al carbono.
- A una distancia de 100 m.m. de la extremidad superior del tubo debe ser soldado un disco de diámetro externo de ciento ochenta milímetros (Ø 180 m.m.) y espesor de plancha de 9,5 m.m., con seis perforaciones pasantes, equidistantes en un radio de 75 m.m., y cuyo material del disco tendrá que ser acero al carbono de buena soldabilidad.
- En la extremidad inferior debe ser conectada una válvula de retención también llamada válvula de pie. Esta válvula de pie puede ser sustituida por una bomba sumergible adecuada para tal finalidad.

Plataforma de circulación

- Construida con material antideslizante e incombustible.
- No debe permitir la acumulación del agua.
- Debe ser lavable.
- No debe obstaculizar accesorios del tanque.

Baranda de protección plataforma de circulación

- Debe tener una proyección positiva de 400 mm del punto tangencial superior del tanque
- Debe ser construida con tubo al acero de diámetro nominal de una pulgada (Ø 1”) como mínimo.
- Debe cubrir toda la extensión lineal de la plataforma de circulación.

Boca de visita o abertura de inspección

- Abertura destinada a permitir el acceso al interior del tanque. Debe ser proveída de tapa con medios apropiados de hermeticidad y estanqueidad a la presión de trabajo.
- Cada tanque o compartimiento debe tener acceso por una boca de visita o entrada de hombre de diámetro Ø450 mm mínimo. La boca de visita o entrada de hombre puede estar saliente a la entrada del tanque o por debajo de la línea superior del mismo.

Escalera de acceso a plataforma de circulación

- Utilizada para acceso a la plataforma superior del tanque y ubicada en la lateral del tanque direccionada a la tapa de visita.
- En los puntos de contacto con el tanque, la escalera debe tener placas de apoyo.
- La escalera debe ser construida con material de acero al carbono y peldaños antideslizantes.

Conexión bridada de recuperación de gases

- Fabricada en acero al carbono, de buena soldabilidad.
- El diámetro externo del disco debe ser de ciento ochenta milímetros (Ø 180 m.m.) y espesor de plancha de 9,5 m.m., con seis perforaciones pasantes con rosca milimétrica normal de diez milímetros (10 mm), equidistantes en un radio de 75 m.m.
- Al centro del disco debe tener una perforación pasante de diámetro no menor a sesenta y dos milímetros (Ø 62 mm).
- Entre el hueco central y el diámetro de las perforaciones de la rosca milimétrica

debe existir un canal para alojamiento de un O'ring con sección de 3,53 mm.

Conexión bridada para tubo de llenado

- Fabricada en acero al carbono, de buena soldabilidad.
- El diámetro externo del disco debe ser de ciento ochenta milímetros (Ø 180 mm.) y espesor de plancha de 9,5 mm., con seis perforaciones pasantes con rosca milimétrica normal de diez milímetros (10 mm), equidistantes en un radio de 75 mm .
- Al centro del disco debe tener una perforación pasante de diámetro de noventa y un milímetros (Ø 91 mm).
- Entre el hueco central y el diámetro de las perforaciones de la rosca milimétrica debe existir un canal para alojamiento de un O'ring con sección de 3,53 mm.

Conexión bridada para tubo de succión

- Fabricada en acero al carbono, de buena soldabilidad.
- El diámetro externo del disco debe ser de ciento ochenta milímetros (Ø 180 m.m.) y espesor de plancha de 9,5 m.m., con seis perforaciones pasantes con rosca milimétrica normal de diez milímetros (10 mm), equidistantes en un radio de 75 m.m.
- Al centro del disco debe tener una perforación pasante de diámetro cincuenta milímetros (Ø 50 mm).
- Entre el hueco central y el diámetro de las perforaciones de la rosca milimétrica debe existir un canal para alojamiento de un O'ring con sección de 3,53 mm.

Conexión bridada para boca de medición

- Fabricada en acero al carbono, de buena soldabilidad.
- El diámetro externo del disco debe ser de ciento ochenta milímetros (Ø 180 m.m.) y espesor de plancha de 9,5 m.m., con seis perforaciones pasantes con rosca milimétrica normal de diez milímetros (10 mm), equidistantes en un radio de 75 m.m.
- Al centro del disco debe tener una perforación pasante de diámetro cincuenta milímetros (Ø 50 mm).
- Entre el hueco central y el diámetro de las perforaciones de la rosca milimétrica debe existir un canal para alojamiento de un O'ring con sección de 3,53 mm.

Dispositivo para anclaje del tanque

- La finalidad de estos dispositivos es asegurar el tanque, a la base de la fosa, evitando la flotación del mismo en caso de que la fosa sellene de agua por la subida del nivel freático del suelo o por derrame del propio producto.
- La sujeción del tanque al piso de la fosa debe ser realizada a través de ojales situados en las laterales del tanque luego debajo de la línea central del mismo.
- Para soldar los ojales al tanque debe primero soldarse las plaquetas de apoyo o refuerzo y después encima de las plaquetas deben ser soldados los ojales.
- También puede considerarse la posibilidad de asegurar el tanque, al piso de la fosa, por medio de una lámina de acero (platino) que abrace la circunferencia del tanque, en la cual se sujete el cable de acero que une el tanque con el piso de la fosa.

Ojales para izar

- Fabricados en acero al carbono, de buena soldabilidad.

- Para soldar los ojales al tanque debe primero soldarse las plaquetas de apoyo o refuerzo y después encima de las plaquetas deben ser soldados los ojales.
- Por lo menos dos ojales debe tener el tanque para su respectivo izaje.

Pozo dreño

- Componente destinado a facilitar la descarga total del tanque.
- Está ubicado en la parte inferior de cada compartimiento del tanque y aloja a la válvula de fondo.
- El material es de acero al carbono y debe tener características de buena soldabilidad

SISTEMAS DE ALIVIO DE PRESIÓN

Alivio de presión

Todo tanque, o compartimiento del mismo, debe tener un sistema de alivio de presión y vacío, con su reglamento específico. El sistema de alivio de presión y vacío, debe tener capacidad suficiente para evitar que el tanque sufra colapso, debido al aumento o disminución de la presión resultante del calentamiento, enfriamiento, carga o descarga.

Localización del dispositivo de alivio

Todo dispositivo de alivio debe estar en contacto con el espacio de gas o vapor del tanque, en una posición tan próxima cuanto posible de la boca de visita del tanque.

La descarga de cualquier dispositivo de alivio de presión, no debe sufrir ninguna restricción de bloqueo. Dispositivos de protección que pretendan direccionar el flujo de

vapor, son permitidos desde que la capacidad de descarga no sea afectada. Debe poseer un sistema para precintado de la misma.

Reglamento de manejo de los sistemas de alivio para evitar pérdidas de líquido

- Cada tanque debe tener un sistema primario de alivio de presión (sistema primario de alivio de presión), constituido de una o más válvulas de seguridad de retroceso (cierre) por resorte, una válvula de alivio secundaria (sistema secundario de alivio de presión) conteniendo otra válvula en paralelo con el sistema y una válvula ecualizadora o despresurizadora.
- Dispositivos accionados por gravedad no deben ser utilizados.
- Todo sistema de alivio de presión debe ser proyectado para que evite la pérdida del producto en caso de elevación abrupta de la presión.
- Toda válvula de alivio de presión debe operar, en caso de aumento de presión, arriba de la presión de ajuste.
- Toda válvula de alivio de presión que después de abierta retorne a la posición cerrada, debe ser instalada de tal forma que, si la presión de ajuste fuera alterada, esto pueda ser percibido y corregido.
- Ninguna válvula de bloqueo u otro elemento que pueda impedir el funcionamiento del dispositivo de alivio de presión, puede ser instalado en el sistema.
- El sistema de alivio de presión debe ser montado, protegido y drenado de forma a minimizar el acúmulo de cualquier material que pueda restringir su capacidad de funcionamiento. Todo material de construcción de este tipo de válvula debe ser de un material antichispa.

Válvula ecualizadora de presión

<ul style="list-style-type: none"> • Es un dispositivo que permite igualar manualmente las presiones internas y externas del tanque o compartimiento. • Debe estar diseñada para impedir la pérdida de líquido a través de la misma. • Puede estar inmersa en la válvula de alivio de presión primaria.
<p>Capacidad de descarga de los sistemas de alivio de presión</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Los sistemas de alivio de presión (primario y secundario, incluyendo cualquier tubería) una vez totalmente abiertos, deben tener capacidad suficiente de alivio para limitar la presión interna del tanque a no más que 1,5 veces la P.M.T.A. El flujo total no debe ser menor del indicado en la tabla 2 a seguir, excepto cuando establecida de forma diferente en el Reglamento Técnico (R.T.) específico.
<p>Regulación del Sistema de alivio primario</p>
<p>Siempre y cuando sea determinado de otra forma en el R.T. específico, el sistema de alivio primario debe tener un flujo mínimo de 340 m³/h para cada 32,5 m² del tanque, pero de cualquier forma por lo menos ¼ de la capacidad total requerida para el tanque.</p>
<p>Regulación del Sistema de alivio secundario</p>
<p>Si el sistema primario no soporta el flujo total requerido para el tanque, la capacidad a ser completada debe ser obtenida a través del sistema secundario.</p>
<p style="text-align: center;">CERTIFICACIÓN DE CONTROL</p>
<p>Certificación de los dispositivos de alivio</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Cualquier dispositivo de alivio, incluyendo válvulas de seguridad, discos de ruptura, válvulas rompe vacíos y sus combinaciones, debe tener certificados que

testimonien sus características.
Certificación del profesional encargado de la instalación del sistema de condensado
<ul style="list-style-type: none"> • El Ingeniero encargado de la instalación del sistema de enfriado de tanque o sistema de condensado debe contar con el título en provisión nacional en ingeniería mecánica y un diplomado en el área de ingeniería petrolera como requisitos mínimos es deseable que cuente con todos los permisos exige su área y también garantice periodos de mantenimiento.
Certificación del inspector de seguridad y control del tanque
<ul style="list-style-type: none"> • El inspector de seguridad debe tener el certificado que autoriza el ministerio de trabajo empleo y previsión social del estado plurinacional de Bolivia para poder realizar las inspecciones y el control de las normas de seguridad en el tanque para evitar fugas y pérdidas de líquidos puede ser de las carreras de ingeniería mecánica, ingeniería química y obviamente también de la carrera de ingeniería petrolera.
Certificación de la empresa encargada de calibración del tanque
<ul style="list-style-type: none"> • El Instituto Boliviano de Metrología - IBMETRO está encargado de emitir el respectivo Registro de Empresa Calibradora de Tanques.
Requisitos mínimos de registro para certificación de calibración
<ul style="list-style-type: none"> • Tener un Ingeniero Mecánico de Refinería, registrado en la SIB • Tener un proyecto de la Refinería de calibración aprobado por la Sociedad de Ingenieros de Bolivia. • Tener las instalaciones de la Refinería de Calibración de acuerdo a proyecto aprobado.

- Tener su licencia ambiental de funcionamiento

CALIBRACIÓN DEL TANQUE

Objetivo

El objetivo de la calibración del tanque es para que se obtenga la capacidad volumétrica total y de carga del mismo, tomando en cuenta el espacio para la cámara de expansión de vapores. Otro de los motivos es la determinación del nivel de combustible, para controlar las pérdidas de líquido dentro de los mismos, el cual tiene que ser fijo y solo será movido cuando se realice nueva calibración

Periodos de calibración

- Cuando el tanque es fabricación nueva
- Cuando el tanque sufra deformación geométrica por cualquier situación
- Cada año por motivo de control volumétrico para evitar pérdidas de líquido.

Requisitos para la Calibración

- La calibración debe ser realizada con agua y en un sistema de circuito cerrado donde el fluido circule sin pérdidas de ninguna naturaleza para no afectar al medio ambiente.
- El medidor de flujo tiene que estar regulado por volúmenes de 5.000 litros (cinco mil) para evitar los errores sistemáticos.
- Error sistemático es la parte de error contenida en todas las mediciones realizadas en idénticas condiciones de operación (media de las medidas – valor verdadero).

Procedimiento para la calibración

- El tanque debe estar completamente vacío y desgasificado.
- El tanque debe ser colocado en lugar plano.
- Se debe nivelar el tanque igualando las alturas de ambas cabeceras del mismo.
- Proceder al llenado del tanque mediante un sistema de carguío que contemple una bomba, un medidor de flujo calibrado en litros, conexiones y tabulaciones adecuadas para la carga y descarga del agua.
- El agua utilizada en la calibración por ningún motivo debe ser descargada directamente al medio ambiente. Debe ser tratada bajo los parámetros de la Ley de Medio Ambiente 1333, o almacenada en recipiente adecuado para nuevas calibraciones.
- Se debe determinar la capacidad total del tanque, o sea medida que debe alcanzar la boca de entrada o de visita de hombre.

EVALUACIÓN DE PÉRDIDA DE LÍQUIDO EN EL TANQUE

Volumen en el Tanque

Para la determinación del Volumen de líquido en el tanque se tiene que considerar las siguientes variables:

- Tipo de combustible o producto
- N° de API del producto
- Temperatura del combustible
- Densidad del producto

Cada producto tiene propiedades intrínsecas que lo caracterizan como tal, y estas propiedades varían de acuerdo a la temperatura en que se encuentran y una de estas variables es la densidad.

Existen tablas específicas que reflejan el comportamiento de los productos de acuerdo a la variación de la temperatura y estas tablas están resumidas en la ANSI/ASTM D 1250, IP 200, and API Standard 2540.

Tablas API para productos

Evaluación de pérdida de líquidos

Para la evaluación de pérdida de líquidos se debe considerar los siguientes aspectos

- Obtener el volumen actual de líquido en el tanque
- Obtener los valores que exige el programa de macros propuesto cómo ser: altura, diámetro, temperatura, presión y etcétera.
- Utilizar el programa de macros propuesto y calcular las pérdidas
- Comparar con otros volúmenes de anteriores periodos
- Estimar la pérdida porcentual
- Sí existe una alta perdida volver a verificar todo el sistema de control del tanque
- Si no existe una alta pérdida continuar con el mismo procedimiento y métodos de control

INSPECCIÓN DEL TANQUE

Procedimiento para Inspecciones físicas del Tanques

- El Agente Inspector de tanques debe crear un formulario de Inspección donde se reflejen todos los puntos tratados en los diferentes capítulos de ésta Reglamentación, en forma ordenada.
- Debe certificarse de la calibración del tanque avalado por IBMETRO
- El tanque debe estar completamente limpio interna y externamente
- Debe proceder a la inspección visual del tanque
- El taller autorizado por el CIM Departamental debe proceder a las pruebas, no destructivas, de las presiones de trabajos de los accesorios del tanque
- Debe emitir el informe de aprobación o rechazo de acuerdo a los resultados de la inspección visual y pruebas ejecutadas.
- En caso de aprobación, emitir certificado que atestigüe la conformidad de la inspección
- Hacer llegar una copia al CIM Departamental para registro y control del CIMB.
- Ensayos de presión y estanqueidad

Periodos de revisiones

	Inspección	Antigüedad del tanque	Frecuencia
	Visual externa	En todos los casos	Anualmente

	Periodo de revisión	Estanqueidad verificación de espesores	De 1 a 10 años	Cada 5 años	
			Más de 10 años	Cada 3 años	
OPERACIÓN DEL TANQUE					
Objetivo					
El objetivo del Procedimiento de Operación del Tanque es el de establecer los requisitos básicos para poder ejecutar la carga y descarga de los Combustibles Líquidos.					
Procedimiento para carga y descarga del tanque de almacenamiento de combustibles					
<ul style="list-style-type: none"> • Cuando la temperatura del producto exceder los 50°C, la operación de carga o descarga debe ser parada. • El primer paso para la carga o descarga del tanque de almacenamiento de combustibles es el de disminuir la presión interna del mismo hasta alcanzar como mínimo la presión interna del cisterna que está descargando el producto. • La disminución de la presión interna del tanque de almacenamiento de combustibles es conseguida por la interconexión que debe existir con el tanque de recuperación de gases. • Posteriormente debe conectarse el Punto Tierra del cisterna a Tierra • Conectar el enganche rápido del sistema de recuperación de gases entre el cisterna y el tanque de recuperación de gases. • Colocar el codo de llenado a la boca de llenado del tanque de almacenamiento de combustibles. 					

- Colocar la manguera con su enganche rápido al codo de llenado.
- Conectar la manguera con su enganche rápido a la válvula de cierre rápido del cisterna.
- Abrir llave bloqueadora del sistema de recuperación de gases del cisterna y del tanque de almacenamiento de combustibles.
- Abrir llave bloqueadora de la boca de llenado del tanque de almacenamiento de combustibles.
- Verificar y preparar el disparador a distancia de la cisterna.
- Abrir válvula de cierre rápido de la cisterna.
- Activar palanca de accionamiento de la válvula de fondo del cisterna.
- Sistema de carga y descarga de combustibles comienza a operar.
- Extintor en mano controlar el proceso de carga y descarga del tanque de almacenamiento de combustible.
- Terminada la operación de carga y descarga del combustible, realizar el proceso inverso de ejecución de pasos.

Análisis y comportamiento de los gases

Dentro de los combustibles líquidos inflamables la gasolina es la que presenta mayor riesgo de inflamación pues las presiones de vapor son las más elevadas (91,9 Kpa. A 50°C).

Esto significa que el poder de cohesión de las moléculas del producto es más bajo que el de los otros productos, o sea que la fuerza que une las partículas es más débil y es por ello que el producto es más volátil que los otros de su misma clase. Este fenómeno es conocido como Tensión Superficial de los Líquidos.

Producto/Temperatura	Presión de vapor Kpa.					
	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C	65°C
Querosén	0,517	0,683	0,893	1,158	1,489	1,895
Diésel	0,131	0,174	0,227	0,294	0,379	0,483
Gasolina	68,3	79,4	91,9	105,8	121,3	138,4
Combustible para Avión	0,517	0,683	0,893	1,158	1,489	1,895
Acetona	53,4	65,4	79,2	93	110	131
Alcohol Isopropílico	13,5	18,9	23,3	30,4	37,5	47,8
Alcohol propílico	6,9	9,2	12,2	15,8	20,4	25,9
Tolueno	8,3	10,1	12,8	15,5	19,2	22,3
Xileno	2,5	3,2	4,1	5,2	6,6	8,2

Esta volatilidad del producto es la responsable por la elevada presión interna en los recipientes cerrados en los cuales son almacenados.

Utilización de los gases

- En el caso de los productos derivados del petróleo, la presión de vapor de la gasolina puede ser utilizada para realizar la limpieza de los tanques aplicando el principio del sifón.
- Los vapores de la gasolina también pueden ser utilizados como consumo de gas en

la cocina, calefón de los baños, estufas, horno de incineración para los desechos industriales generados en las Estaciones de Servicio.

Ventajas de la utilización de los gases

- Preservación del Medio Ambiente, pues los gases son quemados antes de ser lanzados a la atmósfera.
- En el caso de auto limpieza de los tanques se evita:
- Parada de la atención en la Estación de Servicio para limpieza de tanques.
- Limpieza rápida de los tanques de almacenaje de combustibles.
- Eliminación de los costos de limpieza de los tanques de almacenaje de combustibles.
- Garantía de la calidad del producto.

En el caso de control de riesgos y accidentes

- Las pérdidas por vaporización del producto son utilizadas con ventajas como fuente de gas combustible.
- El venteo de los vapores de la cámara de gases de los tanques se torna inoperante, pasando de una Área de Riesgo I para una Área de Riesgo II.
- Como el venteo de los vapores de la cámara de gases es controlado por una válvula que mantiene presurizado el sistema, la generación de vapores es reducida y estará sujeta al consumo de los equipos que demanden gases para su funcionamiento.
- Disminución de la póliza de seguros.

NORMA IMPUESTA POR YPF

Garantiza la seguridad industrial dentro del manejo del tanque para evitar explosiones más detalles revisar anexos G

Fuente: *Elaboración propia en base en el análisis de perdida y propuesta, 2023*