

**UNIVERSIDAD MAYOR, REAL Y PONTIFICIA DE
SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA
VICERRECTORADO
CENTRO DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA**



**ANÁLISIS TÉCNICO DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS
VOLÁTILES DURANTE LA TRANSFERENCIA DE
CONDENSADO HACIA EL TK-175A DE LA PLANTA
MARGARITA "MGR"**

**TRABAJO EN OPCIÓN A DIPLOMADO EN TRANSPORTE,
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS,
VERSION III**

NAVARRO LIMACHE JORGE LUIS

Sucre - Bolivia

2024

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.

Jorge Luis Navarro Limache

Sucre, 29 marzo de 2023

DEDICATORIA

A mis padres:

Primitivo Navarro Cardozo y Amelia Limache Espinoza

A quienes amo profundamente y daría todo de mi por verlos felices y orgullosos, les dedico este trabajo por haberme brindado todo su amor y apoyo a lo largo de mi vida a pesar de todas las adversidades, por aguantar los buenos y malos humores, por corregirme y darme buenos consejos cuando más lo necesitaba.

A mis hermanos:

Rubén y Rosio

Por ser mi apoyo y grandes confidentes, por el cariño que me tienen, por la unión que mantenemos como familia, por esas peleas épicas y más, por hacer de mis días inolvidables.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por su ayuda y bondad, que, ante todo, está presente en mi y hace posible cada paso que doy, que me da apoyo y seguridad a mi crecimiento personal y espiritual, y brindarme una vida llena de aprendizaje, experiencias y sobre todo felicidad.

A mis padres y hermanos, que fueron mis mayores promotores durante esta etapa de mi vida y por brindarme su apoyo incondicional desde siempre.

A la "Universidad Mayor Real y Pontificia San Francisco Xavier de Chuquisaca ", por haberme permitido formarme en ella, adquirir nuevas experiencias y prepararme para el mundo como tal, brindándome incomparables oportunidades a lo largo de mi carrera.

A los docentes de la Carrera de Ingeniería en petróleo y gas que contribuyeron en mi formación académica y profesional, que compartieron sus conocimientos desinteresadamente a lo largo de mi educación universitaria.

A todos mis compañeros de la universidad y amigos por su sincera amistad, por su compañía en los buenos y malos momentos que pasamos juntos, tantas anécdotas que contar que faltan los dedos para sumarlas.

RESUMEN

El objetivo de esta monografía es realizar un análisis de las pérdidas o mermas de combustibles líquidos volátiles durante la transferencia de condensado hacia el TK-175A de la planta margarita, con la identificación de los diferentes factores influyentes y de gran importancia (factores de pérdidas), ya que estas emisiones llegan a ser un problema provocando pérdidas en los volúmenes almacenados e emisiones a la atmosfera. Para lograr este propósito, se realizó una investigación con un enfoque cuantitativo y de tipo exploratorio no experimental. Se adoptó un diseño propositivo que permitió manejar adecuadamente los datos recolectados. Las técnicas empleadas incluyeron la recopilación de datos a través de encuestas estructuradas y cuestionarios. Los instrumentos utilizados fueron cuestionarios en línea y entrevistas semi-estructuradas, los cuales proporcionaron datos relevantes y cuantificables para el análisis. Se identificó a los principales factores que influyen en las perdidas por transferencia de combustibles líquidos y con los datos recolectados se realizó los cálculos y se cuantifico las pérdidas por año con un resultado de aproximadamente 54,259 Bb/año. Al terminar la presente monografía se llegó a la conclusión, que la cantidad de emisión de estos líquidos volátiles provoca una pérdida económica significativa, contaminación ambiental de acuerdo a esto se realizó la propuesta que la solución eficiente es la instalación de un sistema de recuperación de Vapores (URVs) con un equipo no convencional, sistema de bajo costo de implementación y autoabastecido.

INDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1	ANTECEDENTES.....	1
1.1.1	Planteamiento del problema.....	2
1.1.2	Formulación del problema.....	3
1.2	OBJETIVOS.....	3
1.2.1	Objetivo General.....	3
1.2.2	Objetivos Específicos.....	3
1.3	JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3.1	Justificación Técnica.....	4
1.3.2	Justificación económica.....	4
1.3.3	Justificación ambiental.....	4
1.4	METODOLOGÍA.....	4
1.4.1	Técnicas de investigación.....	5
1.4.2	Instrumentos de investigación.....	5

CAPITULO II: DESARROLLO

2.1	MARCO TEORICO.....	6
2.1.1	Marco conceptual.....	6
2.1.1.1	Condensado De Gas Natural.....	6
2.1.1.2	Propiedades del Gas Natural y Condensados.....	7
2.1.1.3	Tanques de Almacenamiento.....	8
2.1.1.4	Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos.....	8
2.1.1.5	Unidades Recuperadoras de Vapor (VRU).....	20
2.1.1.6	Unidades de Recuperación de Vapor Convencionales.....	21
2.1.1.7	Unidades de recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU) Chorro de vapor.....	22
2.1.1.8	MARCO NORMATIVO.....	24
2.1.2	Marco contextual.....	25
2.1.2.1	Generalidades del campo de la planta margarita.....	25
2.2	INFORMACION Y DATOS OBTENIDOS.....	35
2.2.1	Cálculo de pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante 40-TK- 008 por la Norma API- MPMS 19.2 37	
2.2.2	Desarrollo del cálculo de la pérdida por evaporación en el tanque de TK- 175A.....	38

2.2.2.1	Pérdida permanente por almacenamiento, LS	38
2.2.2.2	Factor De Perdida Por Sellado.....	40
2.2.2.3	Calculo Total de Pérdida por Accesorios de la Cubierta.	41
2.2.2.4	Factor de pérdida accesorios de la cubierta, Ff	41
2.2.2.5	Factor de pérdida para un determinado tipo de accesorio de plataforma, Kn	42
2.2.2.6	Calculo total de Perdida por Costura, Fd	43
2.2.2.7	Reemplazando Datos Calculo De La Perdida Permanente Por Almacenamiento	44
2.2.2.8	Desarrollo del Cálculo de Pérdida por Abandono, Lw	45
2.2.2.9	Pérdidas totales en tanque de techo flotante Lt	46
2.2.3	Propuesta de Solución Técnica	46
2.3	ANALISIS Y DISCUSION	48
2.3.1	Análisis de las Pérdidas por Evaporación TK-175A	48
2.3.2	Unidad de recuperación de Vapor	50
CAPÍTULO III: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
3.1	CONCLUSIONES.....	51
3.2	RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		53
ANEXOS		

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tanques de almacenamiento	8
Figura 2 Tanques Cilíndricos Verticales	11
Figura 3 Tanque cilíndrico horizontal	12
Figura 4 Tanques esféricos.....	12
Figura 5 <i>Accesorios del tanque techo fijo</i>	14
Figura 6 Tanque de techo Flotante	16
Figura 7 Tanques de techo flotante externo	17
Figura 8 Tanque de techo flotante interno.....	18
Figura 9 Tanques de techo flotante tapados o cubiertos	18
Figura 10 Esquema de una unidad recuperadora de vapor tipo convencional.....	22
Figura 11 Esquema del eyector principal de la EVRU	23
Figura 12 Diseño de la bomba de chorro	24
Figura 13 Ubicación del campo Margarita	26
Figura 14 Tanque de Almacenamiento de Condensado TK 40-0088	34
Figura 15 Factores Kra, Krb y n.	41
Figura 16 Factor de la Longitud de la Costura de la Cubierta.....	44
Figura 17 Condiciones técnicas para un condensado de gas estable ...	¡Error! Marcador no definido.
Figura 18 Formaciones de los actuales pozos productores....	¡Error! Marcador no definido.

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de Tanques según su Diseño	9
Tabla 2 Ventajas y Desventajas de las Unidades Convencionales de Recuperación de Vapor y las no Convencionales	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3 Las Especificaciones del Producto	26
Tabla 4 Condiciones Estándar	28
Tabla 5 Cromatografía.....	29
Tabla 6 Característica del Agua Producida.....	31
Tabla 7 Presión y Temperatura	31
Tabla 8 Propiedades Fisicoquímicas de la Corriente de Gas Venta	32
Tabla 9 Condensado Estabilizado	33
Tabla 10 Datos del Tanque de Techo Flotante TK 175A	36
Tabla 11 Características del Producto	37
Tabla 12 coeficientes para cada Accesorio	42
Tabla 13 Perdidas Total de Accesorio(Kft)	42
Tabla 14 Factores de carga de promedio para tanques de acero de 1000 pies.....	45
Tabla 15 Resultados de la pérdida total en los accesorios del tanque del techo flotante	49
Tabla 16 <i>Resultado de la pérdida total en tanque de techo flotante TK-175A</i>	¡Error! Marcador no definido.

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Condiciones técnicas para un condensado de gas estable

Anexo 2: Formaciones de los actuales pozos productores

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

YPFB Corporación, juega un papel crucial en el almacenamiento y distribución de hidrocarburos, incluyendo diésel, gasolina y otros combustibles. Cuenta con 16 plantas de almacenaje a nivel nacional y es responsable de abastecer diferentes regiones a través de sistemas de poliductos y camiones cisternas (YPFB Logística S.A., 2022).

Dentro de las instalaciones industriales dedicadas al manejo de los derivados del petróleo, los tanques de almacenamiento constituyen las más importantes, requiriendo de estudios especializados de diseño de construcción, así como de evaporación de productos ligeros, para lograr un buen funcionamiento, debido al alto riesgo que representa almacenar hidrocarburos y derivados. (mobil, 1996)

La versión más antigua de una unidad de recuperación de vapores es la de la empresa Rheem Brothers de EE.UU., que introdujo la tecnología a principios de los años 70 utilizando bombas de vacío de anillo líquido para regenerar el carbón activo. Esta tecnología sigue siendo utilizada por muchos proveedores de Unidad de Recuperación de Vapores, ya que el precio de costo de la bomba de anillo líquido es bajo. Sin embargo, el costo de mantenimiento y el consumo de energía de esta tecnología son relativamente altos. La circulación del líquido de sellado necesaria para mantener el anillo líquido dentro de la bomba provoca elevados niveles de corrosión y la formación de partículas de óxido que crean abrasión en las tuberías y en el interior de la bomba. La pérdida gradual de la capacidad de bombeo a lo largo de un período prolongado, da lugar a una regeneración ineficaz del carbón activado con pérdida de tiempo de vida. del mismo. Además, la solubilidad de algunos de los componentes presentes en los vapores de los productos petrolíferos puede provocar una pérdida de capacidad. Otra alternativa es el uso de la bomba de pistón mecánica, pero por esencia la necesidad de mantenimiento, el tiempo de vida y el consumo de energía son grandes desventajas de esa solución. (Gas, 2012)

En 1999, el Sr. Ties Mulder, de SYMEX, fue el primero en utilizar una nueva tecnología de bomba de vacío, basada en el principio de tornillo seco, en una unidad de recuperación de vapores. La bomba de tornillo seco elimina la necesidad de un líquido de sellado y la corrosión y abrasión asociadas. A diferencia de la bomba de anillo líquido, la bomba de tornillo seco puede controlarse en cuanto a su velocidad. Esto abre la posibilidad de adaptar el requisito de

capacidad sin problemas a caudales y concentraciones variables en la mezcla de vapores que se presenta a la Unidad de Recuperación de Vapores.

En Bolivia el almacenamiento no adecuado de hidrocarburos en la industria petrolera, genera pérdidas por evaporación de los productos del valor agregado como es, el caso del condensado que se almacena actualmente en tanques atmosféricos de techo fijo.

De acuerdo a La empresa Servipetrol Petrobras Bolivia Instaló unidades de recuperación de vapores en Caranda, Bolivia en el año 2007, con las siguientes características de un volumen de 2000bpd con 40 gravedad API del crudo, a una presión del separador de 50 psig con una Estimación promedio de captura de gas por 141 Mcfd.. (Gas, 2012)

Así también tiene una experiencia en la Industria con la empresa EnCana Oil & Gas Instalación de una URV en Frenchie Draw, WY, E.U.A. que captura vapores de Separadores Tanques de acopio de crudo Gases no condensables de la columna de deshidratación de gas. La URV diseñada esta para manejar 500 Mcf/día además que tiene Capacidad adicional sobre los 284 Mcf/día estimados de gas de todas las fuentes de emisión.

Con una (URV) convencionales de vapor con eyector Venturi (EVRU TM) o Vapor Jet se pretende reducir, capturar las pérdidas por evaporación en el almacenamiento de petróleo liviano condensado, para optimizar ganancias económicas de los productos recuperados y reducir la contaminación ambiental. Es una unidad de proceso simple y económico que brinda conformidad con las normas y leyes ambientales y mejora las economías operativas mediante la captura de hasta el 95% de las emisiones fugitivas.

En la Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, en la facultad de Ciencias y Tecnología en la carrera de Ingeniería Petróleo y Gas Natural, el año 2021 se realizó como proyecto de grado, "Propuesta de implementación de una unidad de recuperación de vapores (URV) convencional aplicado a los tanques de almacenamiento de gasolina especial (de techo fijo), de la planta Qhora-Qhora Sucre" dicha investigación hace referencia al método por Unidad de Recuperación Mejorada (URV) (Estrada Yucra, 2021)

1.1.1 Planteamiento del problema

Las pérdidas de líquidos por vaporización al transferir condensado a los tanques son afectadas por factores como la temperatura ambiental, Absorbancia solar, velocidad del viento y Presión de Vapor. Esto ocasiona pérdidas durante el llenado, respiración y vaciado del TK-175A.

La evaporación es el proceso natural en un líquido que se convierte en un vapor. los tanques de techo flotante están expuestos a condiciones dinámicas que perturba ese equilibrio, dando lugar a una evaporación adicional. Estas condiciones dinámicas son responsables de que continúe la evaporación, lo que se convierte en pérdida de existencias y en emisiones atmosféricas.

La falta de mantenimiento adecuado del tanque y de los accesorios en el techo de la plataforma son potenciales fuentes de pérdida, ya que pueden existir aberturas que permiten que los vapores de los líquidos fluyan desde el líquido almacenado a la atmósfera por encima del techo flotante. el diseño detallado de los accesorios en general no provee un sellado totalmente hermético

Las plataformas flotantes típicamente son fabricadas por uniones de varias secciones del material de la plataforma, que con el tiempo resultan fisuras en las juntas de la cubierta. Esto puede efectuarse mediante un sistema mecánico, como el empernado, o de soldadura. el vapor, se convierten en una fuente de pérdida por evaporación.

La planta margarita presenta estas pérdidas por evaporación de los líquidos volátiles durante la transferencia del condensado hacia el Tanque TK 175A por lo que surge la necesidad de desarrollar un análisis y una propuesta para reducir eficazmente y cumplir con las regulaciones medioambientales y de seguridad se convierte en un problema fundamental en la gestión de la planta ya que estos compuestos orgánicos volátiles pueden tener impactos ambientales negativos y representan riesgos para la salud

1.1.2 Formulación del problema

¿Cómo minimizar o mitigar la pérdida de líquidos volátiles durante la transferencia de condensado hacia el TK-175A de la planta Margarita "MGR"?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico para la recuperación de líquidos volátiles durante la transferencia de condensado hacia el TK-175A de la planta margarita

1.2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar las propiedades del condensado producidos en el campo Margarita
- Identificar el tipo de tanque de almacenamiento utilizado en la transferencia y bombeo de condensados en la planta Margarita

- Definir los factores que influyen en la pérdida de líquidos por vaporización en la transferencia de condensado a los tanques de almacenamiento
- Proponer soluciones técnicas para optimizar el proceso de recuperación.

1.3 JUSTIFICACIÓN

1.3.1 Justificación Técnica.

El estudio propone abordar la pérdida de líquidos volátiles durante la transferencia y almacenamiento del petróleo liviano condensado mediante la implementación de unidades de recuperación de vapor. Estas unidades se encargarán de capturar y recuperar los vapores generados durante el proceso, utilizando tecnologías como la condensación y la absorción para convertir los vapores en líquido recuperable. De la misma manera se establecerán sistemas de control de presión y temperatura durante la transferencia para minimizar la volatilización de los líquidos.

1.3.2 Justificación económica.

Este trabajo se va desarrollar con una perspectiva económica, ofrece beneficios sustanciales a largo plazo, conlleva ahorros significativos al reducir los costos asociados con la gestión de residuos y posibles sanciones normativas optimizando ganancias económicas directamente por la recuperación de productos que se pierden por la evaporación, en tanto al incrementar ingresos económicos con la recuperación de líquidos de productos volátiles, Los productos recuperados con las unidades de recuperación de vapores (URV) convencionales y recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU TM) o Vapor Jet, tienen múltiples usos como en la: Re-inyección a las líneas de venta, usarse como combustible en sitio, lo que genera una retribución económica factible para la empresa.

1.3.3 Justificación ambiental.

En la justificación ambiental al implementarse el proyecto de investigación de reducción de productos volátiles que se emiten en forma de vapor a la atmosfera para su posterior quema, estas emisiones de gases causan contaminación y el efecto invernadero. Para esto responde a la necesidad urgente de preservar el entorno, contribuyendo directamente a la calidad del aire y la salud pública.

1.4 METODOLOGÍA

El proyecto tendrá una investigación CUANTITATIVO, EXPLORATORIA NO EXPERIMENTAL, debido a que en este proyecto no se manipulan deliberadamente las

variables independientes. En esta investigación no experimental observaremos los fenómenos y como se dan en este caso la presión de vapor y las pérdidas por evaporación, para después analizarlos y dar una solución con la instalación de la unidad de recuperación de vapores.

Dentro de la investigación NO EXPERIMENTAL se tiene la investigación transaccional o transversal que es la que utilizaremos para describir las variables y analizar si incidencia e interrelación en un momento dado. Para terminar de definir el diseño de investigación que utilizaremos corresponde usar la investigación transeccional descriptivo que nos presenta un panorama del estado de las variables un uno o más grupos de personas, objetos o indicadores en determinado momento, en la investigación se estudiara las condiciones y estado de la presión de vapor en los tanques de almacenamiento de condensado en la planta Margarita MGR

Una de las ventajas de incorporar una unidad de recuperación de vapor, es que la podemos adaptar a casi cualquier batería de separación que se le requiera, esta ventaja la obtiene porque este tipo de equipos son externos a las instalaciones, o sea, no fue pensada cuando se construyeron e instalaron los equipos existentes.

1.4.1 Técnicas de investigación

Para el presente trabajo se empleará información entrevistas para la obtención de los datos necesarios para la elaboración del trabajo de investigación, donde se analizará la recopilación de datos e información que se obtendrá de instituciones como YPFB Logística.

Los métodos teóricos y bibliográficos se utilizarán, para proporcionar la base conceptual necesaria para abordar el problema de la reducción de compuestos orgánicos volátiles (COV) en los tanques de almacenamiento.

1.4.2 Instrumentos de investigación

La descripción del sistema de almacenaje en la planta Margarita se basa en documentos, fichas técnicas, datos históricos y reportes de YPFB Logística y observación directa. El análisis cuantitativo se centra en identificar las condiciones actuales de los tanques de almacenamiento, determinar el volumen de mermas y detectar fugas. Posteriormente, se realiza un análisis comparativo mediante la revisión bibliográfica y bases de datos especializadas para seleccionar la técnica más adecuada. La evaluación de la factibilidad se lleva a cabo comparando información técnica para identificar la tecnología más eficiente y económica.

CAPITULO II: DESARROLLO

2.1 MARCO TEORICO

2.1.1 Marco conceptual

2.1.1.1 Condensado De Gas Natural

De acuerdo a (Robar, 2019) Es un fósil útil, mezcla líquida de hidrocarburos pesados, extraído del gas natural durante la producción en campos de gas y condensado o del gas asociado durante producción de petróleo de los campos petroleros.

Externamente, como una regla, El condensado de gas es un claro, liquido incoloro. Debido a esto, fue llamado "aceite blanco". A veces, el condensado de gas se vuelve débil en color de amarillo pajizo a amarillo marrón., debido a la presencia de impurezas en el aceite, pesado hidrocarburos.

Condensado de gas siempre está presente en los depósitos de natural gas. El gas natural es una mezcla de hidrocarburo y componentes no hidrocarburos. El primero está representado por el metano, el etano, propano, normal butano, isobutano y la llamada gasolina natural se encuentran formando parte del gas natural en diversos yacimientos alrededor del mundo. (ROBAR, 2019).

El condensado de gas es esencialmente petróleo crudo ligero. (ROBAR, 2019)

- **Composición química del condensado de gas Condensado de gas estable. Condensado de gas inestable:**

Como el gas natural, el gas condensado es una mezcla de hidrocarburos. Incluye parte de la fracción gasolina-queroseno y, raramente, más componentes líquidos de aceite de alto peso molecular. A veces no hay hidrocarburos aromáticos o nafténicos. (ROBAR, 2019).

- **Condensado de gas inestable**

Si se somete a la purificación condensado de gas inestable, separación y eliminar estos hidrocarburos ligeros (metano CH_4 , etano C_2H_6 , propano C_3H_8 y butano C_4H_{10}), obtenemos un condensado de gas estable. El condensado de gas estable contiene pentano C_5H_{12} , hexano C_6H_{14} , C_7H_{16} heptano, octano C_8H_{18} , nonan C_9H_{20} , Dean $C_{10}H_{22}$, etc. hasta probado $C_{22}H_{46}$,

así como la fracción gasolina-queroseno, un gasoil, más componentes líquidos de alto peso molecular del aceite, hidrocarburos aromáticos o nafténicos.

Como una regla, Los componentes de la gasolina representan más de la mitad del gas condensado. Si el embalse está a gran profundidad, está dominado por componentes de queroseno y gasoil. (ROBAR, 2019).

➤ **Requisitos de las normas para la composición del condensado de gas.**

El condensado de gas estable se divide en grupos 1 y 2, el contenido de sales de cloruro, compuestos de azufre KGF.

• **La aplicación y uso de condensado de gas.**

Del gas condensado obtenemos diferentes tipos de combustible: gasolina de alto grado (AI-80, AI-92, AI-95), jet, diésel y fuel oíl. Sin embargo, dicho combustible solo se puede usar en verano. Para usarlo en invierno se quita del planeador y se le agrega un aditivo especial. Combustibles diésel derivados del condensado de gas, Desafortunadamente, Tiene una baja resistencia a la detonación, por lo que agrega aditivos anti detonadores por (ROBAR, 2019).

2.1.1.2 Propiedades del Gas Natural y Condensados

De acuerdo a (Adewami, 2006). Las propiedades de los fluidos se utilizan para caracterizar la condición de un fluido en un estado dado. Una estimación confiable y descripción de las propiedades de las mezclas de hidrocarburos es fundamental en el análisis y diseño de petróleo e ingeniería natural. Las propiedades de los fluidos no son independientes, así como la presión, la temperatura y el volumen no son independientes entre sí. Las ecuaciones de Estado proporcionan los medios para la estimación de la relación P-V-T, y de ellas se pueden derivar muchas otras propiedades termodinámicas,

- a) **Peso molecular**
- b) **Densidad**
- c) **Gravedad específica**
- d) **Gravedad API**
- e) **Factores Volumétricos (Bo y Bg)**
- f) **isotérmicas**

g) Tensión superficial

2.1.1.3 Tanques de Almacenamiento

Son depósitos cilíndricos que tienen la finalidad de recibir el producto de los tanques de lavado y de esta manera albergar el crudo que será bombeado al Patio de Tanques Principal, cumpliendo con las especificaciones de calidad (% A y S), caso contrario, serán devueltos a los calentadores. Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar. (Villavicencio Palacios, 2012)

2.1.1.4 Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos.

El almacenaje de hidrocarburos líquidos tales como petróleo, nafta, fuel oíl, diésel oíl, kerosene u otros derivados petroquímicos que se pueden conservar a presión y temperatura ambiente, se efectúa normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo abovedado, esférico o elipsoidal, y algunas veces flotante, a fin de evitar la acumulación de gases inflamables dentro de los mismos, que pueden o no tener incorporado algún sistema de calefacción. (Villavicencio Palacios, 2012) Ver la figura 1

Figura 1

Tanques de almacenamiento



Fuente (Villavicencio Palacios, 2012) Tanques De Almacenamiento

Para un mejor diseño, calculo y manufactura de tanques de almacenamiento es de mucha importancia seleccionar el material, esto por la variedad de aceros que existen en el mercado.

❖ **Uso de los tanques de almacenamiento**

En industrias petroleras, se usan distintos tipos de tanques de almacenamiento para una gran variedad de productos como: Crudo y sus Derivados, Butanos, Propanos, GLP, gasolina Solventes, etc.

❖ **Clasificación de los Recipientes según sus Diseños**

La clasificación de los recipientes según sus diseños se asocia fundamentalmente con la presión de operación de ellos. Por lo tanto, basándose en este criterio se pueden clasificar en los tipos siguientes:

- Atmosféricos
- Adaptados para presiones bajas
- Adaptados para presiones medianas
- Adaptados para presiones altas

Tabla 1

Clasificación de Tanques según su Diseño

Tipo de tanque	Rango de presión	Forma y tipo de pared	Norma utilizada	Tipo de fluido	Otras características
Atmosférico	Presión atmosférica	Cilíndrico soldado	API-650	Poco volátiles	Puede ser techo fijo
Presiones bajas	0 a 2.5 psig	Cilíndrico soldado. Algunos empernados	API-620	Volátiles	Techo fijo o flotante
Presiones medianas	2.5 a 5 psig	Cilíndrico con techo cónico. También pueden ser esféricos.	API - 620	Muy volátiles	Usualmente techo fijo
Presiones altas	Mayor a 15 psig	Cilíndricos soldados. También de forma esférica o esferoidales.	CODIGO ASME	Productos refinados	Usualmente poseen cabezales hemisféricos.

Fuente: Extraído de Presiones en Tanques, Alejandro Q, 2020.

❖ **Los tanques de paredes apernadas:** Se utilizan cuando la capacidad requerida es relativamente pequeña. En cambio, para capacidades considerables es deseable utilizar paredes soldadas, lo que reduce los costos de mantenimiento debido a filtraciones por las paredes. En algunos casos también puede llegar a usarse tanques rectangulares soldados.

❖ **Clasificación de los Recipientes según sus Formas**

La clasificación de los recipientes según sus formas se asocia fundamentalmente con su forma geométrica; pero en algunos casos también incluye las dimensiones del recipiente. Basándose en estos criterios, los recipientes se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Tanques Verticales
- Tanques cilíndricos
- Tanques esféricos
- Cilindros presurizados
- Cilindros combinados
- Cilindros esbeltos

❖ **Características importantes de los tanques.**

- Se construyen de planchas de Acero
- Deben ser calibrados antes de ponerse en servicios para obtener las tablas deaforo.
- Deben tener una escotilla de Medición.
- Deben tener sistemas de Venteos.
- Deben tener líneas de entrada y salida del producto.
- Deben tener líneas de Drenajes.
- Deben tener agitadores dependiendo del producto que se va almacenar.

Está de acuerdo de (Villavicencio Palacios, 2012)

- a. **Cilindros Verticales:** Este tipo de tanques generalmente son utilizados para almacenar grandes cantidades volumétricas de hidrocarburos esto con un bajo costo. Siendo una gran limitante el que solo se puede usar a presiones atmosféricas que son presiones relativamente pequeñas (Rodríguez, 1980)

Figura 2

Tanques Cilíndricos Verticales



Fuente: Extraído de (APC, s.f.).

En esta figura 2, se llega a observar tanques cilindros verticales, estos normalmente llegan a ser usados como almacenaje de combustibles líquidos.

- b. Cilíndricos:** Estos tanques están diseñados para operar a presiones cercanas a la atmosfera o relativamente pequeñas. Este tipo de tanque cilíndrico se clasifican de dos maneras (Muñoz, 2021).
- c. Cilindros Horizontales:** Estos generalmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que suelen presentar problemas de fallas de corte y flexión. Generalmente este tipo de tanques se suele utilizar para almacenar volúmenes de hidrocarburos pequeños (Rodríguez, 1980).

Figura 3

Tanque cilíndrico horizontal



Fuente: Extraído de (APC, s.f.)

En la siguiente figura 3, observamos la estructura de un tanque cilíndrico horizontal, estos tanques se les puede usar para almacenaje o como separadores y compresores.

- d. **Esféricos:** Estos son tanques que se usan para almacenaje de productos gaseosos a presión. Una de sus características es que son altamente eficientes (Muñoz, 2021).

Figura 4

Tanques esféricos.



Fuente: Extraído de (WARREN GROUP, s.f.).

En la figura 4, se puede visualizar un tanque esférico, estos tanques son muy recomendables para almacenar combustibles gaseosos en los últimos años es una alternativa más rentable esto por la cantidad de volumen almacenado.

❖ **Clasificación de los Recipientes según tipo de techo**

a) tanques de techo fijo.

Los tanques de techo fijo son recipientes que tienen un cuerpo cilíndrico vertical y un techo fijo. Además del cuerpo y del techo, los componentes básicos y características de construcción incluyen:

- Accesorios que atraviesan el techo fijo y servir a las funciones operacionales.
- Aislamiento del cuerpo y el techo en los tanques que almacenan productos en condiciones de calentamiento.
- Superficie del cuerpo y el techo, tipo y condición.

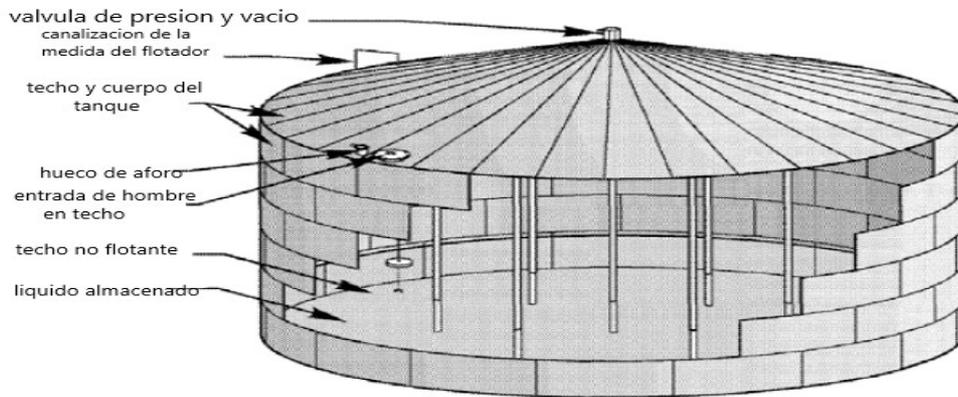
El tanque de techo fijo es el menos aceptado por la norma para el almacenamiento de líquidos volátiles. Los grandes y modernos tanques de techo fijo son todos soldados en la construcción y están diseñados para ser ajustado para líquido y el vapor. Estos están disponibles en gama de tamaños de 20 a 300 pies de diámetro y hasta 65 pies de altura del cuerpo. El techo fijo puede ser apoyado por la columna o auto apoyo, y puede ser en forma de cono, domo, o plana. (ECOPETROL, 2010)

➤ **Accesorios del techo.**

Varios accesorios atraviesan el techo del tanque para permitir su función operacional y son fuentes de la pérdida por evaporación cuando no están selladas. La pérdida por evaporación de accesorios del techo correctamente sellados es insignificante en comparación a la pérdida permanente de almacenamiento y la pérdida por trabajo. (ECOPETROL, 2010) Los accesorios se pueden observar en la figura 5.

Figura 5

Accesorios del tanque techo fijo



Fuentes: (API-MPMS, 2010) Evaporative Loss Measurement

➤ **Presión De Vacío - De Llenado (válvulas).**

Están instalados en el techo del tanque para proporcionar suficiente capacidad de ventilación para proteger el tanque de los efectos nocivos de la sobrepresión o sobre vacío.

➤ **Escotilla de medición/hueco para muestra.**

Consiste de un tubo que atraviesa el techo del tanque y está equipada con cierre automático, un empaque puede ser usado para reducir aún más las pérdidas por evaporación, facilita el acceso para medir manualmente el nivel de existencia en el tanque y tomar del contenido del tanque; está montado en la parte superior del tanque. Alguna pérdida de vapor puede ocurrir durante la medición manual y las operaciones de muestreo del líquido almacenado. (ECOPETROL, 2010)

➤ **Entrada del personal del techo (manhole).**

Los manholes del techo son usados para facilitar el acceso al interior del tanque con fines de mantenimiento. La apertura es de tamaño para el paso de personal y materiales a través del techo del tanque.

➤ **Aislamiento.**

El aislamiento puede ser utilizado en el cuerpo del tanque y el techo para reducir la entrada de calor o la pérdida de calor.

Varios tipos de sistemas de aislamiento se han utilizado:

- Aislante de panel rígido prefabricado.
- Manta de fibra aislante prefabricada.
- Aislamiento de espuma de Poliuretano.

➤ **Superficie exterior del tanque.**

La pintura del tanque y del techo es importante en la reducción de las pérdidas por evaporación y preservación del tanque. El uso de una superficie muy reflectante, como la pintura blanca, resultara en una menor entrada de calor al espacio de vapor en el tanque, reduciendo así la pérdida por respiración. El techo de aluminio tipo domo sin pintar también proporciona una superficie muy reflectante, evitando al mismo tiempo el mantenimiento concerniente a la pintura. (ECOPETROL, 2010)

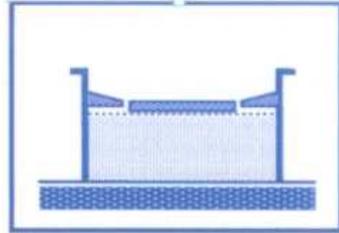
b) tanques de techo flotante.

Estos son recipientes que tienen un cuerpo cilíndrico vertical y un techo que flota en la superficie del líquido. También pueden tener un techo fijo adjunto en la parte superior del cuerpo del tanque. Los componentes básicos del techo flotante incluyen:

- Una plataforma o cubierta flotante.
- Un sello anular adjunto al perímetro de la plataforma o cubierta flotante.
- Accesorios que penetran la plataforma o cubierta flotante para cumplir algunos una finalidad funcional.

Figura 6

Tanque de techo Flotante



Fuente: (API-MPMS, 2010)Manual de Interpretación, Manejo y Cumplimiento

➤ **Plataforma o cubiertas flotantes.**

La cubierta flotante reduce la pérdida por evaporación de existencias de líquido por que cubre la superficie, minimizando así que la superficie del líquido sea expuesta a la evaporación. Las cubiertas flotantes se utilizan en productos volátiles con una presión de vapor por debajo de la atmosférica. (ECOPETROL, 2010)

➤ **Sellos de anillos.**

Instalados en los espacios anulares dados entre el borde de la cubierta y el cuerpo del tanque, con el objetivo de: acomodar las irregularidades entre el cuerpo flotante y la envolvente del tanque, permitir un buen movimiento del techo flotante y más que todo minimizar las pérdidas por evaporación que se dan en el espacio anular. (ECOPETROL, 2010)

➤ **Costura de la cubierta.**

Las cubiertas Flotantes son típicamente construidas por uniones de hojas o paneles del material de la cubierta del campo mediante un sistema mecánico que pueden ser empernados (hechas de aluminio) o soldado (cubiertas de placas de acero).

❖ **Tipos de tanques de techo flotante**

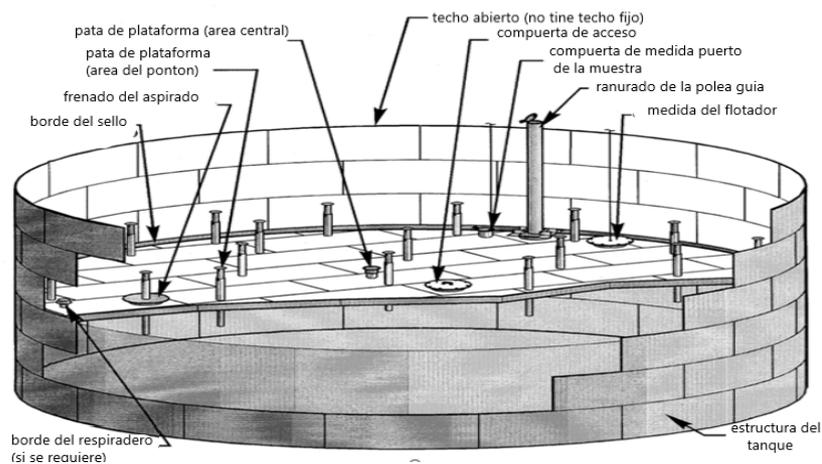
a) Tanques de techo flotante externo (EFRTs).

No tienen un techo fijo en la parte superior y por lo tanto la cubierta flotante (construida de chapa de acero soldado). Esta expuesta a cargas ambientales como la lluvia. Existen tres tipos de diseño de EFRTs: Pan, Pontón, Doble cubierta.

Los accesorios de la cubierta en los techos flotantes externos suelen ser de acero generalmente son más pesados que los utilizados en los techos flotantes internos. Estas piezas tienden a tener relativamente alta envoltura o curvas. (ECOPETROL, 2010) Ver figura 7

Figura 7

Tanques de techo flotante externo



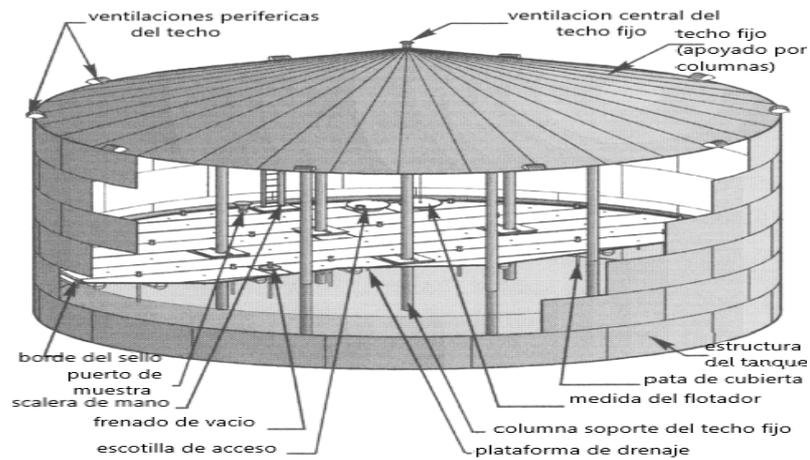
Fuente: (API-MPMS, 2010) Evaporative Loss Measurement

b) Tanques de techo flotante interno (IFRTs).

Estos tienen un techo fijo en la parte superior y una cubierta liviana flotante sobre la superficie del líquido almacenado que reducirá la concentración de vapor en el espacio existente con la cubierta fija. Existen respiraderos instalados para evitar la concentración de mezclas inflamables aire-vapor que pueden crearse dentro del tanque. Los tipos básicos de sellos primarios en su mayoría de uso común en los techos flotantes internos son limpiadores flexibles. Los sellos de zapata mecánica también se han desarrollado para techos flotantes internos en los últimos años. (ECOPETROL, 2010) Ver figura 8

Figura 8

Tanque de techo flotante interno



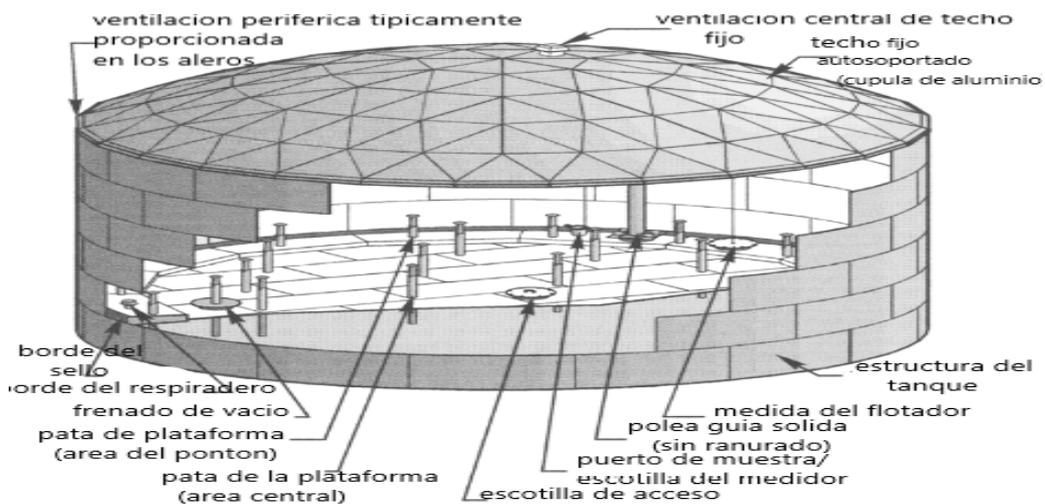
Fuente: (API-MPMS, 2010) Evaporative Loss Measurement

c) Tanques de techo flotante tapados o cubiertos (CFRTs).

Al igual que ocurre con IFRTs, la funcionalidad del techo fijo con respecto a la pérdida por evaporación es de no actuar como una barrera de vapor, sino más bien para bloquear el viento. El tipo de techo fijo que es más comúnmente utilizado como una readaptación para cubrir EFRTs con un techo de aluminio de tipo domo autosustentable, que es de construcción atornillado. (ECOPETROL, 2010) Ver figura. 9

Figura 9

Tanques de techo flotante tapados o cubiertos



Fuente: (API-MPMS, 2010)Evaporative Loss Measurement

❖ **Principales causas de pérdidas por evaporación.**

existen varias causas posibles de pérdidas por evaporación algunas de estas formas de pérdidas son:

a) Pérdidas por "respiración".

Los vapores expulsados de un tanque debido a la expansión térmica de los vapores existentes, y/o expansión causada por cambios en la presión barométrica, y/o incrementos en la cantidad del vapor adicionado por evaporización en la ausencia en el cambio del nivel de líquido, excepto el resultante de la ebullición, se le define como pérdidas por respiración. En muchas instalaciones, las pérdidas por respiración en los tanques, las cuales afortunadamente son susceptibles a reducirse, son la mayor porción del total de las pérdidas por respiración. (ECOPETROL, 2010)

b) Perdidas por llenado.

Durante el llenado del tanque, a medida que aumenta el nivel de líquido de reserva, la mezcla de aire y vapor en el espacio de vapor del tanque se comprime hasta que su presión alcanza el ajuste de presión de válvula PV (Reyes E.).

En esta condición, se abre la válvula PV y se expulsa la mezcla de aire y vapor del espacio de vapor del tanque para mantener la presión del espacio de vapor cerca del ajuste de alivio de presión (Reyes).

c) Pérdidas por vaciado.

El vapor expulsado de los tanques después de que el líquido es removido, se define como pérdida por vaciado. Los tanques de techo fijo a presión atmosférica son más vulnerables a estas pérdidas. Los tanques con techo de espacio de vapor variable presentan menores pérdidas, pero se encontrarán con dichas pérdidas si llegara a exceder la capacidad de almacenamiento de vapor. (ECOPETROL, 2010) (Reyes I. E., 2022)

❖ factores fisicoquímicos de pérdida

Temperaturas ambientales; máximas, mínima y promedios (deg. R)

Factor de Insolación diario, promedio (I) (BTU/ft² Day)

Absorbancia solar (a)

Altitud y Presión Barométrica:

Velocidad del Viento (mph)

Presión de Vapor de un Líquido

Presión de Vapor

Presión de vapor REID

Presión de Vapor Real (True Vapor Pressure)

Constantes de la Ecuación de Vapor A, B, C

Pendiente de destilación de un producto destilado (método ASTM D86)

Temperatura de la superficie del líquido (°R)

Temperatura del Líquido en Almacenamiento (°R)

Peso Molecular del Vapor (M.)

Cromatografía del Vapor

2.1.1.5 Unidades Recuperadoras de Vapor (VRU).

Las Unidades Recuperadoras de Vapor se definen como un sistema compuesto de un rectificador, un compresor y un interruptor. Su principal objetivo es la recuperación de vapores formados dentro de los tanques de petróleo crudo completamente cerrado o tanques de condensado. El interruptor detecta variaciones de presión dentro de los tanques y se encarga de encender o apagar el compresor. Los vapores son absorbidos a través del rectificador, en donde el líquido atrapado se devuelve al sistema de ductos de líquidos o de los tanques, y el vapor recuperado se bombea en las líneas de gas. Se ha calculado una pérdida anual en millones de pies cúbicos de metano de los tanques de almacenamiento de condensado. La batería de un tanque de almacenamiento puede desfogar a la atmósfera de 4,900 a 96,000 mil pies cúbicos (Mcf) de gas natural y vapores ligeros de hidrocarburos cada año. Las pérdidas de vapores son principalmente una función del gasto del petróleo, la gravedad y de la presión del separador de gas- petróleo. (MARTÍNEZ CEDILLO, 2010)

La recuperación de vapor puede captar hasta el 95% de los vapores de hidrocarburos de los tanques. Los vapores recuperados son más valiosos que el gas natural y tienen usos múltiples como son:

- Se vuelven a inyectar en los gaseoductos de venta.
- Se usan como combustible en el sitio.
- Se envían a plantas de procesamiento para recuperar valiosos líquidos de gas natural.

2.1.1.6 Unidades de Recuperación de Vapor Convencionales.

Usan un compresor de tornillo o uno de aletas deslizantes para succionar los vapores que salen a presión atmosférica del tanque de almacenamiento. Los compresores rotatorios Requiere energía eléctrica o un motor.

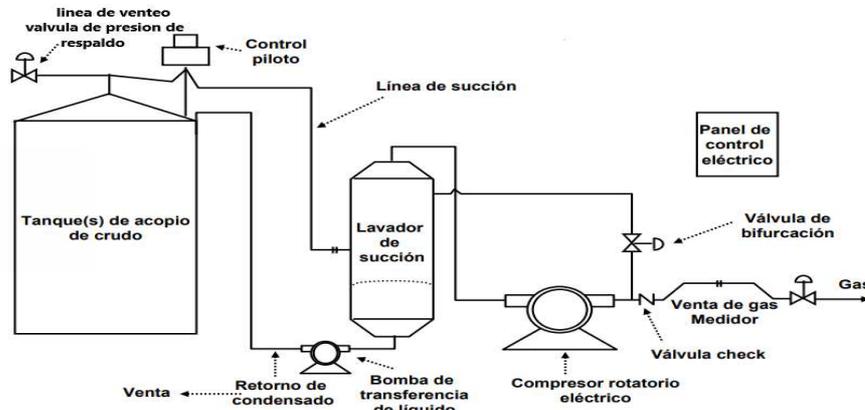
La línea de succión de la VRU va directamente conectada con la válvula de desfogue del tanque de almacenamiento, donde el interruptor de encendido/apagado del compresor esta instalado, posteriormente se instala un rectificador antes de pasar al compresor y a las líneas de gas y aceite

La función principal del rectificador, que se instala antes del compresor, es la de quitar la suciedad, agua, materia extraña, o líquidos no deseados que son parte de la corriente de flujo de gas. El aire puede ser usado para absorber el agua, también un baño de aceite podría ser útil para eliminar el polvo, suciedad u otros líquidos. Un rectificador se utiliza para proteger los equipos rotativos aguas abajo o para recuperar los valiosos líquidos del gas.(MARTÍNEZ CEDILLO, 2010)

El compresor es el dispositivo en el cual se centra la función primordial de las VRU, ya que se encarga de succionar el gas venteado y de elevar la presión del mismo y pueda fluir hacia los gasoductos y otras instalaciones. En la siguiente figura se presenta el diagrama de una VRU, así como de todos los elementos que lo componen, desde el tanque de almacenamiento hasta la incorporación de los gases recuperados a las líneas de flujo. (MARTÍNEZ CEDILLO, 2010)Ver figura. 10

Figura 10

Esquema de una unidad recuperadora de vapor tipo convencional



Fuente: (Mobil, 1996). Design Practices.

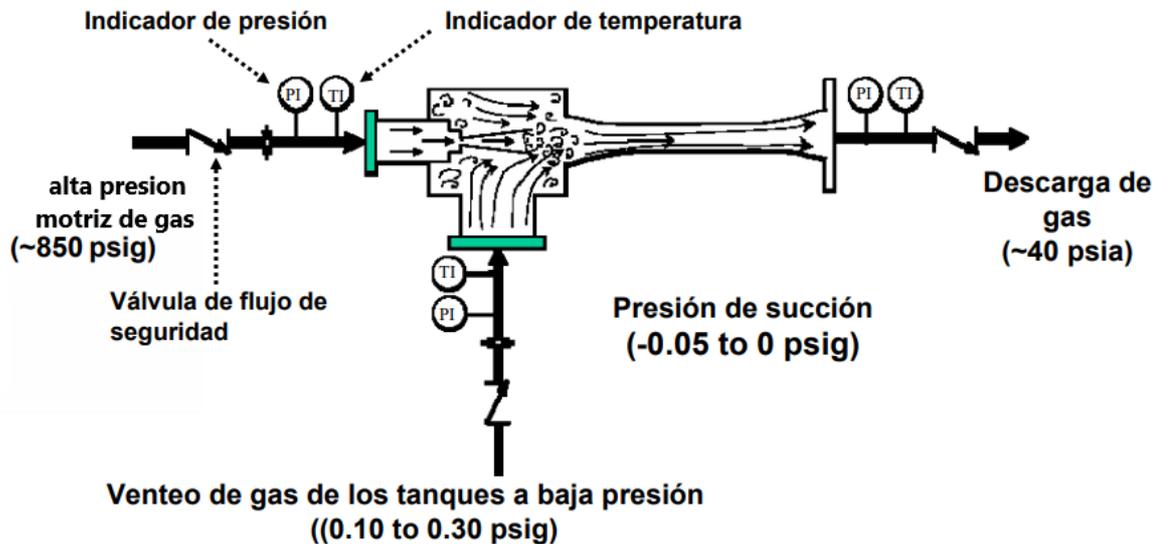
2.1.1.7 Unidades de recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU) Chorro de vapor.

La EVRU es un eyector no mecánico o una bomba de chorro que captura los vapores hidrocarburos a baja presión. Ello requiere de gas de alta presión en movimiento para arrastrar el vapor de baja presión procedente de los tanques de almacenamiento. Las descargas combinadas de flujo de gas se encuentran a una presión intermedia, la cual puede ser utilizado in situ como combustible o ser re presurizado con un compresor de refuerzo y se inyecta en una línea de transporte de gas natural para la venta. Se trata de un sistema de circuito cerrado diseñado para reducir o eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero (CH₄ y CO₂), de compuestos orgánicos volátiles (COV), HAPS (contaminantes peligrosos del aire, por sus siglas en ingles), y otros contaminantes presentes en el gas de venteo. Especial el metano, que es uno de los principales gases invernadero.

Las válvulas de aislamiento de presión y temperatura (no se muestra en la figura) también se instalan en la línea de gas motriz para permitir la sustitución o reparación de componentes de la EVRU. Como se muestra en la figura 11

Figura 11

Esquema del eyector principal de la EVRU



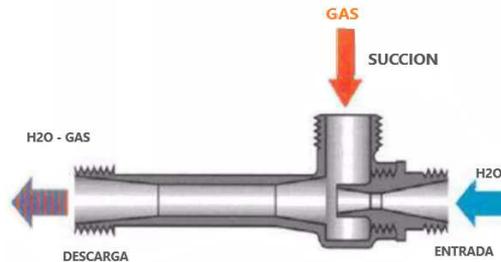
Fuente (Mobil, 1996)

Dependiendo del volumen de gas de baja presión que se recupere, varios eyectores de bombas de chorro pueden ser instalados en el sistema EVRU. Cuando se conecta en serie, la línea de descarga está conectada a la línea de entrada de una sucesiva bomba de chorro antes de ser vertido en un compresor de refuerzo. Cuando se conecta en paralelo, diferentes combinaciones o dimensiones de bombas de chorro son puestas en línea dependiendo del flujo disponible del gas de baja presión. El principio de funcionamiento se observa en la figura 12. Sus principales características son:

- Utiliza el agua producida, proveniente de los pozos, en un sistema de circuito cerrado para mover el gas que se recolecta de los tanques.
- Una bomba centrífuga pequeña empuja el agua hacia el chorro Venturi, creando un efecto de vacío.
- Está limitado para volúmenes de gas de 77 Mcf/día y una presión de descarga de 40 psig

Figura 12

Diseño de la bomba de chorro



Fuente: (Mobil, 1996)

2.1.1.8 MARCO NORMATIVO

- **Normas API** Generalmente el diseño y cálculo de tanques de almacenamiento se basa en la publicación que realiza el «Instituto Americano del Petróleo de las cuales las normas o reglamentos importantes por la que se rige para el diseño, construcción de tanques de almacenamiento y control de emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) de hidrocarburos son las siguientes:
 - **API Standar 620:** Norma utilizado para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y a baja presión
 - **API Standar 650:** Tanques soldados para almacenamiento de petróleo, esta norma se creó para dar seguridad, sostenibilidad y desempeño ambiental de los tanques de almacenamiento de petróleo, generando confianza entre operadores y fabricantes (API, 2021).
 - **API Standar 653:** Esta norma cubre los tanques de almacenamiento de acero construidos según API 650 y su predecesor API 12C. proporcionando mínimo de requisitos para mantener la integridad de dichos tanques ((Energy API, 2014).
 - **API Specification 12D:** Es una norma utilizado para la especificación para tanques soldados en campo para almacenamiento de líquidos de producción.
 - **API Specification 12F:** Norma que llega a identificar detalladamente el tamaño de cada tanque en diámetro y altura.
 - **API MPMS 19.1** Perdidas por evaporación de tanques
 - **Decreto supremo N°24335 19 de julio de 1996**

Artículo 31°. - Para el almacenamiento de combustibles

Artículo 35°. - Para los fines de este reglamento y del contrato de riesgo compartido.

- **Ley medio Ambiental N°1333**

Artículo 73°. - Los recursos energéticos constituyen factores esenciales para el desarrollo sostenible del país, debiendo su aprovechamiento realizarse eficientemente, bajo las normas de protección y conservación del medio ambiente.

- **Ley de Hidrocarburos N° 1689 30 de abril 1996 Art.4**

Artículo 4°. - Las actividades petroleras objeto de ésta Ley, se ejecutarán utilizando técnicas y procedimientos modernos para la explotación de los campos, bajo la supervisión de YPFB, a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas.

2.1.2 Marco contextual

2.1.2.1 Generalidades del campo de la planta margarita

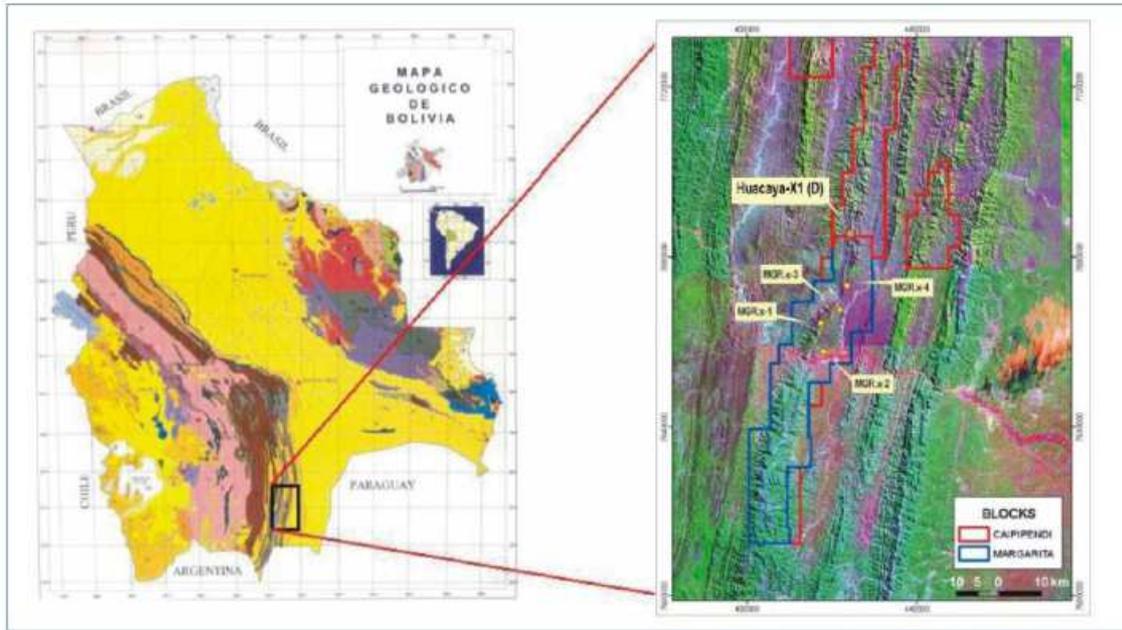
❖ Ubicación del estudio

Ubicación del campo Margarita - Bloque localizado al sur de Bolivia departamento de Tarija está localizado en la provincia O'connor, distante 36 Km de la ciudad de Villa Montes, que abarca los departamentos de Chuquisaca y Tarija.

Los campos Margarita tienen un área de explotación de 123.000 hectáreas en el bloque Caipipendi. En la actualidad hay 9 pozos perforados, cuyas profundidades oscila entre 4.000 y 6.000 metros, fueron perforados entre 1998 y 2017 los cuales son productores de gas y condensado, el mismo que se muestra en la figura 13 a continuación

Figura 13

Ubicación del campo Margarita



Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020) Operaciones Activo Caipipendi

❖ **Zonas productoras del campo Margarita.**

El campo Margarita es operado por la Compañía Repsol (Repsol E&P Bolivin S.A.), produce gas y condensado de los reservorios de la formación Huamampampa, Icla y Santa Rosa.

❖ **Pozos productores.**

El Campo Margarita hasta (mayo del 2017) se han perforado 10 pozos de los cuales 8 están ubicados en el Campo Margarita (MGR-XIH, MGR-X2, MGR-X3, MGR-4ST, MGR-5ST, MGR-6, MGR-7ST y MGR-8) y dos en el área de Huacaya (HCY-XID), (HCY-2 en competición) y a continuación muestra en la tabla 2 las especificaciones del producto

Tabla 2

Las Especificaciones del Producto

Punto De Rocío Gas Ventas	32°F @640 psig
Contenido De Agua Gas Ventas	7 lb H ₂ O/MMSCF

Producto condensado RVP	12 psia
Gas Venta	1500 psig @ 120°F
Producto condensado	1400 g @ 120°F

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

❖ **Producción Planta de la Margarita.**

Es una planta de ajuste de punto de rocío con una capacidad de envío de gas natural y sistema de estabilización de condensado. Las instalaciones tienen la capacidad de Procesamiento de 15 MMSCMD de gas, y 23.000 Bbl/d de producción de condensado.

Adicionalmente, se considera que la alimentación puede presentar un contenido de Mercurio, con una concentración máxima de 60 $\mu\text{gr}/\text{Sm}^3$. No se prevé la presencia de contaminantes adicionales como H₂S u otros.

❖ **Capacidades de Diseño, Operativas**

La planta CPF comprende Fase I y Fase II, se considera básicamente las siguientes áreas o facilidades de procesos en las dos fases existe los mismos sistemas, pero en algunos sistemas auxiliares comparten las fases

- Unidad Ajuste de Punto de Rocío.
- Unidad Estabilización de Condensado.
- Unidad de MRU Unidad de Remoción de Mercurio
- Unidad Regeneración de Monoetilenglicol (MEG),
- Sistema Exportación de Gas de Venta.
- Sistema Gas Combustible. (Sistema compartido para ambas Fases)
- Área Almacenamiento y Bombeo de Condensado. (Sistema compartido para EPF, Fase 1 y Fase II)
- Sistema Refrigeración de Propano. (Sistema compartido para ambas Fases)
- Sistema Aceite Caliente. (Sistema compartido para ambas Fases)
- Área Almacenamiento de Diésel. (Sistema compartido para ambas Fases)
- Sistema de Antorcha y Drenaje. (Sistema compartido para ambas Fases)

- Sistema Aire de Instrumentos y Aire de Servicios. (Sistema compartido para ambas Fases)
 - Sistema Tratamiento Agua Producida. (Sistema compartido para ambas Fases)
 - Sistema Agua de Servicios y Agua Potable. (Sistema compartido para ambas Fases)
 - Sistema Agua y Espuma para Combate de Incendios. (Sistema compartido para ambas Fases)
 - Área de Generación Eléctrica. (Sistema compartido para todas las facilidades de Planta)
 - Sistema de Control de Procesos (PCS). (Sistema compartido para Todo el Monitoreo de la Planta Pozos, EPF, CPF dos Fases)
- ❖ **Capacidad de Diseño Planta CPF Tren 1- CPF Tren 2**

Las instalaciones de la Unidad Ajuste de Punto de Rocío de la Planta, comprende de dos fases de tratamiento cada una con capacidad de 6 MMSCMD (211,9 MMSCFD) de Gas Natural, cada una medidos a la salida de la Planta. Lo que suma una capacidad de CPF de 12 MMSCMD.

Considerando que la capacidad de la planta existente (EPF) es de 3 MMS

CMD, la capacidad total del Campo Margarita es de 15 MMSCMD, considerando ambas plantas (EPF + ambos trenes de CPF). La capacidad de la planta (medidos en la salida de la Planta) es de 15 MMSCMD

Tabla 3

Condiciones Estándar

PARÁMETRO	VALOR
Temperatura Ambiente (bulbo seco)	30 °F a 113 °F (-1 °C a 45 °C)
Temperatura Ambiente Media Diaria	82.4F _c (28 °C)
Velocidad del Viento para Diseño	75.5 ft/s (23m/s)
Dirección predominante del viento	Norte (ocasionalmente Sur)
Carga de Nieve para Diseño	No aplica
Caracterización Sísmica	Estudio de Peligrosidad Sísmica (resultado muy baja incidencia)
Elevación	1805 ft (550 m) sobre el nivel del mar
Temporada de Lluvias	Noviembre a Abril

Temperatura Aire para diseño de Aeroenfriadores	de 113 °F (45°C)
Temperatura Aire para "de-rating" de Turbina	de 89.6 °F (32 °C)
Precipitación Promedio (Mensual)	180 mm
Tasa de lluvia horaria máxima	60 mm/hr
Humedad Relativa máxima	93%

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

❖ Gas de Alimentación

La Planta puede recibir distintas composiciones de gas, caracterizadas como Gas Rico y Gas Pobre. El detalle de composición en la siguiente tabla

Tabla 4

Cromatografía

Componente	Gas Pobre % Molar	Gas Rico % Molar
N2	0,0730	0,724
CO2	1,110	1,136
C1	84,470	83,405
C2	6,190	6,695
C3	2,400	2,562
i-C4	0,520	0,559
n-C4	0,820	0,860
i-C5	0,390	0,412
n-C5	0,330	0,340
C6	0,590	0,590
C7	1,080	1,008
C8	0,550	0,592
C9	0,240	0,328
C10	0,170	0,238
C11	0,100	0,134
C12	0,070	0,095

C13	0,060	0,077
C14	0,040	0,059
C15	0,030	0,041
C16	0,020	0,026
C17	0,020	0,021
C18	0,010	0,020
C19	0,010	0,013
C20	0,050	0,065
Total	100,000	100,000

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

Se considera que en la entrada de la planta el límite para, el gas se encuentra saturado a las condiciones de ingreso a la planta, 1150 psig y 183.7 °F. Además, se considera que el flujo de gas saturado es acompañado por una corriente de agua libre de producción de 15900 bbl/d como máximo, producto del arrastre de líquido condensado en el gasoducto desde los pozos. Esta cantidad de líquido corresponde al total involucrado en la producción global de Campo Margarita, considerando las capacidades de producción de:

La capacidad de toda la Planta de Procesamiento Margarita en MMSCMD

- 3 MMSCMD en EPF (existente).
- 6 MMSCMD de CPF -Tren 1(Fase I).
- 6 MMSCMD de CPF-Tren 2 (Fase II).

Esto totaliza una capacidad de producción de 15 MMSCMD.

Adicionalmente, se considera que la alimentación puede presentar un contenido de Mercurio, con una concentración máxima de 60 µgr/Sm³. No se prevé la presencia de contaminantes adicionales como H₂S u otros.

❖ Agua Producida

Las características del agua producida para el diseño en el Limite basadas en las características obtenidas en planta EPF.

El agua libre es corrosiva a 80°F y genera incrustaciones por sobre los 180°F.

Las propiedades típicas tendrán los siguientes valores, según muestreo actual: ver tabla 5

Tabla 5

Característica del Agua Producida

Propiedad muestreada		Valor de laboratorio	
Propiedad	Unidades	Minimo	Maximo
Ph		5,20	7,80
Temperatura	°F	77	77
Color	UNC	120,00	524,00
Turbidez	NTU	640,00	750,00
Densidad	gr/ml	1,00	1,00
Contenido de aceite & grasa	mgr/ml	70,00	83,00

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

❖ Especificación de Productos

La Planta de CPF Fase I, Fase II con dos trenes de tratamiento de gas en operación, considera la especificación de productos finales según se detallan en los siguientes apartados.

❖ Gas de Venta

La corriente de gas natural tratada en la salida del tren CPF, con un flujo de 12 MMSCMD, catalogado como de Gas de Venta, se entrega en el Limite de Batería de las facilidades con las siguientes condiciones en la Tabla 6

Tabla 6

Presión y Temperatura

Variable	Unidades	Valor
Temperatura	°F	127 (máx.)
Presión	Psig.	1147

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

Para la condición temperatura indicada se considera que la corriente de gas desde EPF, que se incorpora aguas abajo del Sistema de Compresión de Gas de Venta de CPF, se encuentra a una temperatura máxima de 127°F.

La corriente de Gas de Venta producida considera las siguientes especificaciones en la tabla 7

Tabla 7

Propiedades Físicoquímicas de la Corriente de Gas Venta

Propiedad	Valor garantizado	Valor de Especificación	Método de Prueba
Gravedad Específica		Mín. 0,58 Máx. 0,69	ASTM D3588
Contenido de Agua	si	Máx. 65 mg/Sm3	ASTM D1142
Dióxido de Carbono (CO2)		Máx. 2,0% vol.	ASTM D1945
Nitrógeno (N2)		Máx. 2,0% vol.	ASTM D1945
Gas Inerte Total (incluye CO2 y N2)		Máx. 3.5% vol.	
Poder Calorífico Superior (HHV)	si	Mín. 1018.72 BTU/SCF	ASTM D3588
Punto de Rocío	si	Máx. 32 °F @ 640 Psig	ASTM D1142
Etilenglicol		0,0% vol.	
Hidrocarburo Líquido Libre		0,0% vol.	
Agua Libre		0,0% vol.	

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

❖ **Condensado Estabilizado**

La corriente de Condensado Estabilizado producido considera las siguientes especificaciones en la tabla .8

Tabla 8*Condensado Estabilizado*

Propiedad	Valor Garantizado	Valor de Especificación	Método de Prueba
Presión de Vapor a Condiciones ("True Vapor Pressure")	si	Menor que la mínima presión atmosférica del sitio, a máxima temperatura ambiente.	
Agua y Sedimentos.	si	Máx. 0.25% vol.	ASTM D4007
RVP	si	12 psia.	ASTM D3230

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

➤ **Almacenamiento y Bombeo de Condensado**

Las corrientes de condensado generadas en la unidad de estabilización de CPF, y en las facilidades de EPF, son mezcladas y enviadas al desgasificador de gasolina 40-V-008. El desgasificador es un recipiente que opera a presión prácticamente atmosférica, actúa como última salvaguarda para separar los hidrocarburos livianos del condensado en caso de algún problema operacional en la sección de estabilización previo a ser enviado a almacenamiento a los tanques de gasolina estabilizada 40-TK-008 A/B/C, o en uno de los tanques existentes TK-175 A/B/C. ver figura 14

Figura 14

Tanque de Almacenamiento de Condensado TK 40-0088



Fuente: Elaboración Propia en la planta MGR 2019

El condensado es exportado por medio de las bombas booster P - 100A / B / C y las bombas de exportación de gasolina P-101 A/B/C, previamente fiscalizado en la unidad automática de medición de hidrocarburo (LACT) 31-M-730. 131

❖ **Tanques de techo flotante TK-175 A / B / C**

Los tanques son del tipo de techo flotante interno y cada uno tiene una capacidad de 10.000 Bbls. Cada tanque está equipado con una línea de entrada de 4", una salida de producto de 8", un rebalse de 4", un indicador de temperatura, un transmisor de nivel, un arresta llama, una cámara de espuma, una boca de inspección de 36"x48" y sistema de rociadores.

Cada tanque tiene una válvula ESD a la entrada y salida, SDV-TK175A1 y SDV- TK175A2 respectivamente.

De los tanques, TK-175 A/B/C van hacia el medidor másico MF-175 de transferencia de custodia por medio de las bombas P-101 A / B

❖ **Bombas de exportación de condensado P-101 A/B**

La bomba de exportación de condensado es una bomba vertical centrífuga con 27 etapas y una capacidad de 350 gpm y 4694 T.D.H. movida por un motor eléctrico de 450-HP.

Aguas arriba de P-101 A / B están las bombas Booster, P-100 A/B respectivamente las cuáles cumplen la función de elevar la presión de succión de P-101 A / B a aproximadamente 300 psig.

❖ **Bombas Booster de condensado P-100 A / B**

Son bombas centrífugas verticales provistas con un motor eléctrico de 125 HP.

❖ **Medidor de transferencia de custodia MF-175**

Este está ubicado en el puente de medición de la planta Margarita es un medidor de tipo másico.

El condensado que se bombea a la línea de exportación se mide por medio del medidor de masa MF-175 y sus lecturas junto con las de PT y TT MF-175 son reportadas a la sala de control donde el volumen de exportación es ajustado y almacenado.

Una válvula de presión de seguridad PSV MF-175 está localizada corriente arriba del medidor de masa con un set point de 1750 psig que va al quemador de alta. La válvula controladora de flujo FCV-MF175 permite al operador programar el volumen de condensado a ser bombeado. SDV-MF175 está localizado corriente abajo del medidor,

La descripción de la línea de exportación y el empalme a Sábalo esta descrito en la página once del Diagrama de Flujo de la planta Dewpoint Margarita adjunto con este archivo.

❖ **Línea de exportación de Condensado**

A la salida de exportación de la planta hay una lanza chacho luego va a la línea de exportación de 6 pulgadas.

2.2 INFORMACION Y DATOS OBTENIDOS

Para alcanzar los objetivos específicos delineados, se llevará a cabo una secuencia de pasos detallada, tal como se ilustra en la Figura 15, que proporciona un marco estructurado para evaluar el área impactada por los factores causales y, en última instancia, para desarrollar una propuesta viable.

Figura 15

Fases de trabajo de estudio



La gasolina que se obtiene de los reportes de producción, son volúmenes teóricos, que son obtenidos al multiplicar el volumen de gas producido por la relación de rendimiento Gas-Gasolina. Esta relación se la obtiene de la cromatografía que se registra diariamente en la planta Margarita.

Los líquidos totales son contabilizados en los tanques de almacenamiento de condensado con 3 de capacidades de 10000 BBL y 3 de capacidad de almacenaje de 32000 BBL. que abastecen a producción de CPF Y EPF

EL cálculo de las pérdidas por evaporación se realizó un estudio de la variación de la temperatura ambiente en la planta margarita del tanque de techo flotante TK-175A esto con el afán de determinar de la manera más exacta la curva de temperatura de almacenamiento. Para lo cual se solicitó a la empresa operadora del campo MGR REPSOL SRL y YPFB a la Unidad De Control De Producción los siguientes datos de la tabla 9

Tabla 9

Datos del Tanque de Techo Flotante TK 175A

DATOS	SÍMBOLO	VALOR	COMENTARIO
Tanque De Techo Flotante	TK-175"		Especificaciones del tanque
Tipo De Tanque	EFRT		External floating roof tank
Tipo De Techo	CONICO FIJO		Especificaciones del tanque
Construcción Del Techo	WD		Soldado (welded deck)
Tipo De Sello(Weather Shield)	WS		Especificaciones del tanque

Diámetro	D	54 ft	Especificaciones del tanque
Altura De Llenado Total	AT	31,99 ft	Especificaciones del tanque
Altura Máxima De Llenado	ALL	27,88 ft	Altura máxima de operacion
Volumen Total	VT	100000 BBL	Especificaciones del tanque
Volumen Total Despachado	Q	188695 BBL	Especificaciones del tanque
Color Del Tanque	BLANCO		Especificaciones del tanque

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

En la tabla 10 Se tienen los datos de características del producto, con los que serán tomados en cuenta para realizar cálculos de pérdidas.

Tabla 10

Características del Producto

Peso Molecular de Vapor del Producto [MV]	64 lb/lb-mol
Presión de Vapor Reid [RVP]	9 psi
Factor de Producto [Kc]	1
Presión Atmosférica en el tanque [Pa]	13,38 psi
Promedio Anual de Temperatura del Stock [Ts]	72 °F
Temperatura de Evaporación al 5% de Destilación [15]	120 °F
Temperatura de Evaporación al 15% de Destilación [T15]	135 °F
Promedio de la Densidad Liquido al Promedio de la Temperatura del Stock [WI]	6,13 Lb/gal
Promedio Anual de la Velocidad del Viento en Tanque [V]	6 millas/hora
Factor de Corrección de la Velocidad del Viento [K _v]	0,7
Volumen Anual de Despacho del Tanque [Q]	188695 Bb/año

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020)Operaciones Activo Caipipendi

2.2.1 Cálculo de pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante 40-TK- 008 por la Norma API-MPMS 19.2

Los cálculos se realizarán con los datos requeridos de la tabla 9 Tabla 10

- Las Pérdida por evaporación de tanques de techo flotante se divide en dos categorías: Pérdida permanente por asentamiento y Pérdida por trabajo.

- En esta sección se presentan las ecuaciones para estimar la pérdida total anual de existencias por evaporación o el equivalente de las emisiones de vapor de hidrocarburos a la presión atmosférica de líquidos volátiles de las existencias almacenadas en un tanque de techo flotante. La pérdida total, L_S , y la pérdida retirada L_W .

$$L_t(\text{libras por año}) = L_a(\text{libras por año}) + L_w(\text{libras por año}) \quad \text{EC:1}$$

2.2.2 Desarrollo del cálculo de la pérdida por evaporación en el tanque de TK- 175A

2.2.2.1 Pérdida permanente por almacenamiento, L_S .

$$L_S = (F_r + F_f + F_d)P * M_v K_C \quad \text{EC:2}$$

A.- Factor producto, K_C

$K_C = 1.0$ para derivados del petróleo
 $K_C = 0.4$ para petróleo crudo.
 $K_C = 1.0$ productos de un solo componente

B.- Peso Molecular Del Vapor, M_v .

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

$M_v = 64$ libras/libras – mol (valor dado por laboratorio)

C.- Función De La Presión De Vapor.

La función de presión de vapor, p^* puede ser determinado como sigue:

Función de presión de vapor, P^* .

$$P = \frac{P/P_a}{\left(1 + \left(1 - \left(P/P_a\right)\right)^{0.5}\right)^2} \quad \text{EC:3}$$

- **Presión de destilación ASTM-86 de productos derivados del petróleo al 10% del volumen evaporado, S.**

La pendiente, S, es la pendiente de los datos destilación ASTM-D86 a 10% de volumen evaporado

- Presión de destilación ASTM-D86 al 10%, S.

$$S = \frac{T_{15} - T_5}{10} = \frac{135^\circ F - 120^\circ F}{10} = 1.5^\circ F \quad \text{EC:4}$$

- Constantes A y B.

Las constantes A y B pueden ser determinadas de las gráficas 14 y 15 o calculada a partir de las siguientes ecuaciones:

Constante A y B para presión de vapor.

$$A = 15.64 - 1.854 S^{0.5} - (0.8742 - 0.3280 S^{0.5})L_n(PVR) \quad \text{EC:5}$$

$$A = 15.64 - 1.854 * 1.5^{0.5} - (0.8742 - 0.3280 * 1.5^{0.5})L_n(9)$$

$$A = 12,33$$

$$B = 8742 - 1042S^{0.5} - (1049 - 179.4S^{0.5})L_n(PVR) \quad \text{EC:6}$$

$$B = 8742 - 1042 * 1.5^{0.5} - (1049 - 179.4 * 1.5^{0.5})L_n(9)$$

$$B = 5643,7$$

- **Presión de vapor verdadera, P.**

$$P = EXP[A - \left(\frac{B}{T_s} + 459,6\right)] \quad \text{EC:7}$$

$$P = EXP[12.33 - \left(\frac{5643,7}{72} + 459,6\right)]$$

$$P = 5.55 \text{ psi}$$

➤ **Función De La Presión De Vapor, P*.**

La función de presión de vapor, P * puede ser determinado como sigue:

Función de presión de vapor, p*

$$P^* = \frac{P/P_a}{\{1 + [1 - (P/P_a)]^{0.5}\}^2} \quad \text{EC:8}$$

$$P^* = \frac{5.55/13.38}{\{1 + [1 - (5.55/13.38)]^{0.5}\}^2} = 0,1331 \text{ psi}$$

2.2.2.2 Factor De Perdida Por Sellado.

Factor de la pérdida total por sellado, F_r

$$F_r = K_r D \quad \text{EC:9}$$

Factor de Pérdida por Sellado por la Velocidad del Viento, K_r .

El factor de pérdida por sellado K_r , puede estimarse de la siguiente manera:

Factor de perdida por sellado por la velocidad del viento. K_r

$$K_r = K_{ra} + K_{rb} V^n \quad \text{EC:10}$$

Los Factores K_{ra} , K_{rb} y V^n ; están dados en el grafico como una función de la construcción del tanque y del tipo del sistema de sellado.

Figura 16

Factores K_r , K_{rb} y n .

Tank Construction and Rim-seal System	K_{ra} (lb.-moles/ ft-yr)	K_{rb} [lb.-moles/ (mi/hr) ⁿ ft-yr]	n (dimension- less)	θ (m)
Welded Tanks				
Mechanical-shoe seal				
Primary only	5.8 ^{b,c}	0.3 ^c	2.1 ^c	5
Shoe-mounted secondary	1.6	0.3	1.6	1
Rim-mounted secondary	0.6	0.4	1.0	0
Liquid-mounted seal				
Primary only	1.6	0.3	1.5	1
Weather shield	0.7	0.3	1.2	0
Rim-mounted secondary	0.3	0.6	0.3	0
Vapor-mounted seal				
Primary only	6.7 ^d	0.2	3.0	6
Weather shield	3.3	0.1	3.0	3
Rim-mounted secondary	2.2	0.003	4.3	2
Riveted Tanks				
Mechanical-shoe seal				
Primary only	10.8	0.4	2.0	11

Fuente: (AMERICAM PETROLEOUM, 2020) A base de las Norma API-MPMS 19.2

Donde:

$$K_{rb} = 1.6 \text{ lb} - \text{mol}/\text{pie} - \text{año}$$

$$N = 1.3$$

$$K_r = 1,6 + 0.3(6^{1.3}) = 6,00$$

Entonces el factor de pérdida total por sellado es:

$$F_r = 6,00 * 44,94 = 270.048$$

2.2.2.3 Calculo Total de Pérdida por Accesorios de la Cubierta.

Si se dispone de información específica sobre el tipo y número de accesorios de la plataforma, el factor de pérdida total accesorios de la cubierta puede estimarse de la siguiente manera:

2.2.2.4 Factor de pérdida accesorios de la cubierta, F_f .

$$F_f = (N_{f1}K_{f1} + N_{f2}K_{f2} + \dots + N_{fk}K_{fk}) \quad \text{EC:11}$$

El factor de pérdida para un determinado tipo de accesorios de la plataforma K_{θ} puede estimarse de la siguiente manera.

2.2.2.5 Factor de pérdida para un determinado tipo de accesorio de plataforma, Kn

$$K_{ft} = K_{fat} + K_{fbt}(K_v V)^{mi}$$

EC:12

Tabla 11

coeficientes para cada Accesorio

Kfa	Kfb	N
2	0.37	0.91
2	0.37	0.91
1.6	0	0
6.2	1.2	0.94
0	0	0
31	150	1.4
0	0	0
0.47	0.02	0.97

Fuente: (AMERICAM PETROLEOUM, 2020)A base de las Norma API-MPMS 19.2

Tabla 12

Perdidas Total de Accesorio (Kft)

DESCRIPCION	N. acc (Nf)	Factor de perdida (Kf)	Pérdida total de accesorio (Kft)
ECUACION		$K_f = K_{fa} + K_{fb}(K_v * V)^n$	$K_{ft} = K_f * N_f$
Numero de patas de techo (DL)	55	3.37	185,11
Número de patas de ponton (DL2)	23	3.37	77,41
Numero de escotillas de techo (AH)	2	1.6	3,2
Numero de válvulas de respiración (VB)	1	6.2	6,2
Numero de columnas soportantes (FC)	1	0	0
Numero de tubo guía sin ranura (UGP)	1	1149.51	1149,51

Numero de drenajes de sello (DD)	1	0	0
Numero de escotilla de medición (SP)	1	0.55	0,55
Numero de accesorio medición auto. Vareg (GF)	0	2.8	0
La Sumatoria Total de la Perdida por Accesorio($K_{ft} = K_f * N_f$) es igual a 1167,39 lb-mol/año			

Fuente: (AMERICAM PETROLEOUM, 2020)A base de las Norma API-MPMS 19.2

2.2.2.6 Calculo total de Perdida por Costura, Fd.

El factor de pérdida total sello de la cubierta, Fd. se puede estimar a partir de la ecuación

Factor de pérdida sello de la cubierta, Fd.

$$F_d = K_d S_d D^2 \quad \text{EC:13}$$

- La pérdida sello de la cubierta por unidad del factor de longitud de la fisura, K es la siguiente:

$$K_d = 0.00 \text{ plataformas soldadas.}$$

$$K_d = 0.34 \text{ plataformas soldadas.}$$

El Factor de la Longitud de la Costura de la Cubierta se puede estimar de la siguiente Tabla del tipo de la Construcción de la Cubierta, de la siguiente Figura 17

Figura 17

Factor de la Longitud de la Costura de la Cubierta

Deck Construction	Typical Deck-Seam Length Factor S_d (feet per square feet)
Continuous sheet construction ^a	
5-foot-wide sheets	0.20 ^c
6-foot-wide sheets	0.17
7-foot-wide sheets	0.14
Panel Construction ^b	
5 x 7.5 feet rectangular panels	0.33
5 x 12 feet rectangular panels	0.28

Fuente: (AMERICAM PETROLEOUM, 2020)A base de las Norma API-MPMS 19.2

$$S_d = 0.33 \text{ pie/pie}^2$$

$$F_d = 0.0 * 0.33 * 54^2$$

$$F_d = 0.0 \text{ pie/pie}^2$$

2.2.2.7 Reemplazando Datos Calculo De La Perdida Permanente Por Almacenamiento

- Perdida permanente por almacenamiento, L_S .

$$L_S = (F_r + F_f + F_d)P * M_v K_C \quad \text{EC:14}$$

$$L_S = (270.48 + 1167.39 + 0.0) * 0.1331 * 6.4 * 1$$

$$L_S = 12264,33 \text{ lb/año}$$

- **Densidad del Vapor Condensado, W_v .**

Para derivados del petróleo y petróleo crudo, la densidad del vapor condensado, W_v , es inferior a la densidad del líquido almacenado. Si no se conoce se calcula mediante la siguiente ecuación:

➤ **Densidad del vapor condensado, W_v .**

$$W_v = 0.08M_v \Rightarrow W_v = 0.08 \frac{lb - mol}{gal} * 64 \frac{lb}{lb - mol} \Rightarrow 5.12 lb/gal$$

➤ **Convirtiendo el resultado de lb/año a barriles/año:**

$$L_s = \frac{L_s}{42 \frac{gal}{Bb} * W_v} \Rightarrow L_s = \frac{12264.33 \frac{lb}{año}}{42 \frac{gal}{Bb} * 5.12 \frac{lb}{gal}} = 53,133 Bbl/año$$

2.2.2.8 Desarrollo del Cálculo de Pérdida por Abandono, L_w .

La pérdida por abandono L_w se refiere a la evaporación del líquido almacenado que se aferra al cuerpo del tanque, mientras que la existencia abandona. La pérdida por abandono puede estimarse de la siguiente manera:

Pérdida por abandono, L_w

$$L_w = \left(0.943 \frac{Q * C * W_t}{D} \right) [(N_{fc} F_c / D) + 1] \quad \text{EC:15}$$

Donde el Numero de columnas soportantes del techo y el diámetro efectivo de cada columna llegan a ser 0 (cero) debido a que las columnas soportantes de techo existen solo en EFRT's.

Por lo cual la Ecuación se resumiría de la siguiente manera:

$$L_w = \left(0.943 \frac{Q * C * W_t}{D} \right) \quad \text{EC:16}$$

El Factor de Adherencia <<C>> se halla de la siguiente manera:

Donde el tipo de Producto es Gasolina el Factor de Adherencia es igual a 0,0015

Tabla 13

Factores de carga de promedio para tanques de acero de 1000 pies

Product Stored	Shell Condition		
	Light Rust	Dense rust	Gunite lining

Gasoline	0.0015	0.0075	0.15
Single-component stocks	0.0015	0.0075	0.15
Crude oil	0.0060	0.030	0.60

Note: If no specific information is available the values in this table can be assumed to represent the most common or typical condition of tanks currently in use

Fuente: (AMERICAM PETROLEUM, 2020) A base de las Norma API-MPMS 19.2

La ecuación se calcula de la siguiente manera:

$$L_w = 0.943 * \frac{188695 * 0.0015 * 6.13}{44.94}$$

$$L_w = 35.229 \frac{lb}{año} \Rightarrow 1.216 \frac{Bb}{año}$$

2.2.2.9 Pérdidas totales en tanque de techo flotante Lt.

Pérdida total Lt.

$$L_T = L_s + L_w \quad \text{EC:17}$$

$$L_T = 53.133 Bb/año + 1.216 Bb/año$$

$$L_T = 54,259 Bb/año$$

2.2.3 Propuesta de Solución Técnica

El resultado de pérdidas totales en un año es significativo que se busca una alternativa de reducción de pérdidas.

La selección para la recuperación de vapores en los tanques, ya sea el uso de una unidad convencional o con una no convencional, dependerá de las facilidades que presenten para el productor de petróleo, por lo que la tabla 15. Menciona algunas ventajas y desventajas de unos de los equipos en un sistema de recuperación de vapores.

Tabla 14

Ventajas y Desventajas de las Unidades Convencionales de Recuperación de Vapor y las no Convencionales

Equipo no convencional		Equipo convencional	
Ventajas	desventajas	Ventajas	Desventajas
-Fácil manejo y transportación.			
-Tamaño reducido.			
-Bajo costo de instalación y mantenimiento.			-Precio elevado respecto a la no convencional.
-Bajas emisiones de contaminación a la atmosfera.		-Esta tecnología ya ha sido probada desde hace tiempo por diferentes compañías de todo el mundo	-Se requiere de un lugar fijo en donde instalar las unidades.
-Niveles bajos de ruido.	-Poca información de la instalación del equipo.		En el caso de las unidades ecológicas o de tipo Venturi, se necesita de una fuente de fluido motriz, ya sea gas o agua a alta presión.
-En caso de requerir mayor potencia, se pueden conectar múltiples unidades al mismo tiempo.	-Todavía no se ha probado en tanques de almacenamiento	-Se cuenta con suficiente información acerca del uso y comportamiento en diferentes	
-Cuenta con equipo de separación, en caso de que haya presencia de condensados.		Circunstancias de operación.	-El compresor requiere de un motor eléctrico para su funcionamiento.
-Trabajan a la intemperie.			
-El equipo se autoabastece del gas que recupera.			

Fuente: Elaborado en base a (EPA, 2012)

En base a la tabla 15 en un análisis de ventajas y desventajas de dos tipos de equipos utilizados en un sistema de recuperación, resulta ventajoso la implementación de una unidad de recuperación de vapor con un equipo no convencional, misma que fue propone la tecnología de EnCana Oil & Gas ya que estos vapores pueden ser recuperados y conducirse por tuberías a gasoductos de recolección de gas para venta a precio alto como gas natural de alto poder calorífico, Usarse como combustible para las operaciones Insitu. Conducirse por tubería a una unidad separadora para separar el gas natural licuado y el metano cuando el volumen y precio del gas natural licuado son atractivos.

2.3 ANALISIS Y DISCUSION

Los resultados obtenidos del tanque TK-175A de Techo flotante tipo cónico fijo que está ubicado en la Planta Margarita que tiene una capacidad de almacenamiento de 10000 BBL con un diámetro de 54 ft altura de llenado total de 31,99 ft, altura máxima de llenado de 27,88 ft y de color blanco estos datos son obtenidos por YPFB unidad de control y producción del campo Margarita.

Las propiedades del condensado producidos en el campo margarita está en función a la cromatografía del condensado que es analizado en el laboratorio de la planta "MGR", el condensado tiene un caudal de entrada 442 MMPC/día, un poder calórico de gas 1085 , gravedad real 60°F de 0,6354, Factor compresibilidad (Z) de 0,9974 un Peso Molecular de Vapor del Producto (Mv) es de 64 lb/lb-mol, Presión de Vapor Reid 9 psi, el promedio de la Densidad Liquido al Promedio de la Temperatura del Stock (WI) 6,13 Lb/gal.

2.3.1 Análisis de las Pérdidas por Evaporación TK-175A

La Evaporación es un proceso natural en el líquido que se convierte en vapor. La perdida por evaporación se produce cuando el vapor se escapa a la atmosfera.

Cada líquido almacenado tiene una presión de vapor definida, dependiente de la temperatura de la superficie y la composición del líquido, que produce una tendencia a que el líquido se evapore. Bajo condiciones completamente estáticas, se establecería una concentración de vapor en equilibrio por lo tanto no habría evaporación. Sin embargo, los tanques de lecho flotante están expuestos a condiciones dinámicas que perturba ese equilibrio, dando lugar a una evaporación adicional. Estas condiciones dinámicas son responsables de que continúe la evaporación lo que se convierte en una pérdida de existencia y en emisiones atmosféricas.

Tabla 15*Resultados de la pérdida total en los accesorios del tanque del techo flotante (TK-175A)*

DESCRIPCION	Numero acc, (Nf)	Factor de perdida (Kf)	Pérdida total de accesorio(Kft)
Numero de patas de techo (DL)	55	3,37	185,11
Número de patas de pontón (DL2)	23	3,37	77,41
Numero de escotillas de techo (AH)	2	1,6	3,2
Numero de válvulas de respiración (VB)	1	6,2	6,2
Numero de soportantes (FC) columnas	1	0	0
Numero de tubo guía sin ranura (UGP)	1	1149,51	1149,51
Numero de drenajes de sello (DD)	1	0	0
Numero de escotilla de medición (SP)	1	0,55	0,55
Numero de accesorio para medición auto. Vareg (GF)	0	2,8	0
La Sumatoria Total de la Perdida por Accesorio (kft 1167,39 lb-mol/año)			

Los resultados de pérdidas por accesorios son potenciales fuentes de pérdida, con un resultado de 1167,39 lb-mol/año.

Tabla 16*Resultado de la pérdida total en tanque de techo flotante TK-175A*

DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	VALOR CALCULADO	UNIDAD	COMENTARIO
Factor De Perdida Por Sellado	Fr	270,048	Adimensional	EC. 9.
Pérdida por Accesorios de la Cubierta.	Kft	1167,39	lb-mol/año	EC. 12
Perdida permanente por almacenamiento	L_s	12264.33	lb/año	EC. 14

Pérdida por Abandono	L_W	1.256	Bb/año	EC. 16
Pérdida total	L_T	53,229	Bb/año	EC. 17

La pérdida total en el tanque de techo flotante TK-175A es de 53,229 bl/año que es obtenida de la EC.17 lo cual existe una pérdida del producto que se evapora hacia la atmosfera por el flare, válvula de alivio, lo cual causa daño al medio ambiente y una pérdida económica.

2.3.2 Unidad de recuperación de Vapor

La propuesta de la implementación de una unidad de recuperación de vapor, con un equipo no convencional de acuerdo a las diferencias de las ventajas que presenta, como su fácil manejo y transportación, un tamaño reducido, un sistema de bajo costo de instalación y mantenimiento, bajas emisiones de contaminación, en caso de necesidad de mayor potencia se puede conectar unidades al mismo tiempo, podrá ser abastecido con el gas que se recupera, misma que fue propuesta por la tecnología de EnCana Oil & Gas.

CAPÍTULO III: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

3.1 CONCLUSIONES

Se recopiló información detallada de las propiedades del condensado obtenidas mediante cromatografía en el laboratorio "MGR". Los datos incluyen un caudal de 442 MMP/DÍA, un poder calorífico de gas de 1085 BTU/scf, una gravedad específica de 0.6354 a 60 °F, un factor de compresibilidad (Z) de 0.9974, un peso molecular del vapor del producto (Mv) de 64 lb/lb-mol, una presión de vapor Reid (RVP) de 9 psi, y una densidad promedio del líquido (WI) de 6.13 lb/gal. Estos parámetros son cruciales para el diseño y operación de los sistemas de almacenamiento y transporte del condensado.

Se identificó el tanque TK-175A en el campo Margarita como un tanque de techo flotante cónico fijo, con una capacidad de almacenamiento de 10,000 barriles (BBL). El tanque tiene un diámetro de 50 pies y una altura total de llenado de 31.99 pies, con una altura máxima operativa de 27.88 pies. El tanque, pintado de color blanco para reflejar la radiación solar y minimizar el calentamiento, está diseñado para reducir las emisiones de hidrocarburos volátiles y mejorar la eficiencia en el manejo del condensado.

Se identificaron y cuantificaron las pérdidas de líquidos por vaporización durante la transferencia de condensados a los tanques de almacenamiento. Estas pérdidas son influenciadas por varios factores ambientales y operativos, incluyendo la temperatura ambiente, la absorbancia solar, la velocidad del viento y la presión de vapor del condensado. Durante las operaciones de llenado, respiración y vaciado del tanque TK-175A, las pérdidas se estimaron en aproximadamente 54,259 Bs/año. Este análisis es fundamental para implementar medidas de mitigación efectivas y mejorar la eficiencia operativa.

Se propuso la implementación de un sistema de Recuperación de Vapores (URV) como una solución para reducir las pérdidas de hidrocarburos y la contaminación ambiental. El URV permitirá la captura y reincorporación de hidrocarburos valiosos en los oleoductos, mejorando así la eficiencia del uso de recursos. Adicionalmente, los hidrocarburos recuperados podrán ser utilizados in situ como combustible, lo que no

solo disminuye la emisión de gases de efecto invernadero, sino que también optimiza los costos operativos al reducir la necesidad de combustibles externos. Esta propuesta incluye un análisis de costo-beneficio que respalda su implementación como una inversión estratégica para la sostenibilidad y eficiencia de las operaciones.

3.2 RECOMENDACIONES.

Con el propósito de profundizar este estudio de investigación se recomienda:

- realizar un estudio de Pre-factibilidad enmarcado en la implementación de una Unidad de recuperación de Vapor en el TK-175A.
- El uso de un software adecuado para calcular las pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento de la planta MGR.
- llevar a cabo evaluaciones de las pérdidas por evaporación en todos los tanques de almacenamiento de la Planta MGR, con el uso de un Software con el propósito de implementar medidas correctivas para mejorar las condiciones del tanque y sus equipos.
- cumplir con el mantenimiento establecido del TK-175A y sus accesorios, especialmente en la limpieza del tanque.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Adewami, M. (05 de noviembre de 2006). *Propiedades del gas natural y condesado I*.

AMERICAM PETROLEOUM, I. (2020). *ESTANDARES DE PERDIDA POR EVAPORACION* .
<https://doi.org/CAPITULO 19,2>.

ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos;. (2013). *Transporte por Ducto*. Retrieved 21 de noviembre de 2023, from Transporte por Ducto:

https://www.anh.gob.bo/g.php?myfile=/InsideFiles/Documentos/Documentos_Id-942-220411-0242-0.pdf

APC, I. (s.f.). *APC*. APC: <https://www.apc-industries.com/instalacion-tanques-almacenamiento.html>

API. (2021). *API Standart 650, 13th Ed*. API Standart 650, 13th Ed.:

<https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/standard650#0>

API-MPMS, N. (2010). *NORMAS API 650 DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CONDESADO*.

Ayala Reinicke, L., & Velasquez Llanos , M. (2014). *Informe Poliducto CAMiri-Sucre*. UPB Universidad Privada Boliviana. Retrieved 21 de noviembre de 2023, from file:///C:/Users/Usuario/Downloads/pdf-poliducto-camiri-sucre_compress.pdf

Beltran Rivera, Y., Garcia Fernandez, B., Harriett Davis, J., Armas , N., Corugedo Cueli , A., & Guerra Lopez, S. (Enero-Junio de 2021). Analisis de la falla del techo flotante de un tanque de gasolina. *CENIC Ciencias Quimicas, Vol.52, 8*. Retrieved 26 de noviembre de 2023, from <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181669387002>

Correa Salguero, W. A. (2012). *MINIMIZACION DE EMISIONES DE COMPUESTOS ORGANICOS VOLATILES EN EL TANQUE DE TECHO FIJO DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA ESPECIAL N°2931 DE YPFB LOGISTICA*

MEDIANTE LA APLICACION DE TECHO INTERNO FLOTANTE. Cochabamba-Bolivia: Universidad de Aquino Bolivia.

Diseño de techo Flotante en tanques de almacenamiento (2022). [Película]. Retrieved noviembre de 2023, from <https://www.youtube.com/watch?v=NnI5HxuPqWA>

ECOPETROL. (2010). *MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES CAPITULO 19 - PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN EN TANQUES DE.*

El Pais, .. (04 de 04 de 2018). El pozo Margarita tiene una vida útil de 20 años: Mariaca. https://elpais.bo/tarija/20180404_el-pozo-margarita-tiene-una-vida-util-de-20-anos-mariaca.html

Energy API. (12 de noviembre de 2014). *American Petroleum Institute.* American Petroleum Institute:

https://www.api.org/~media/files/publications/whats%20new/653_e5%20pa.pdf

EPA. (2012). *Software de estimación de emisiones de TANQUES, Versión 4.09D.* .

www3.epa.gov/ttnchie1: <https://www3.epa.gov/ttnchie1/software/tanks/#order>

Estrada Yucra, E. (2021). *PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE UNA UNIDAD DE RECUPERACION DE VAPORES CONVENCIONAL, APLICADO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA ESPECIAL (TECHO FIJO), DE LA PLANTA QHORA QHORA.* Sucre-Bolivia: Universidad San Fransisco Xavier de Chuquisaca.

Fedehep Chuquisaca. (23 de junio de 2023). YOFB Demuestra simulacro de incendio. Sucre, Bolivia. Retrieved 25 de noviembre de 2023, from

https://www.facebook.com/story.php?story_fbid=243057215138806&id=100083035877291&mibextid=xfxF2i

Fidalgo, R. (21 de diciembre de 2021). *Autocasion.* Autocasion:

<https://www.autocasion.com/diccionario/gasolina-formula-composicion>

Gas, E. (2012). *UNIDADES DE RECUPERACION DE VAPOR*.

Google, M. (12 de noviembre de 2015). *PLanta Qhora - Qhora*. Retrieved 21 de noviembre de 2023, from <https://www.google.com/maps/@-19.0810457,-65.2219956,504m/data=!3m1!1e3?entry=ttu>

Guedez Mozur, C., De Armas Hernández, D., Reyes Gil, R., & Galvan Rico, L. (2003). LOS SISTEMAS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA INTERNACIONAL. *SciELO*, 5.

Hernandez Sampieri, R. (2014). *Metodologia de la Investigacion*. Mexico D.F: Mc Graw Hill Education.

Ing. Urbina Beroes, M. d. (octubre de 2003). *google academico*. Retrieved 25 de noviembre de 2023, from google academico:

<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/2010/1/Libro%20Tesis%20Maric%c3%a9%20Urbina.pdf>

JMB, I. A. (2003). *"Plan de Acción Estratégico (PAE) para la gestion ambiental sustentable de un area urbano-industrial a escala completa*.

https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/1000018618_02.pdf

Lozano S, J. C. (Dirección). (2023). *Oxidacion Termica Regenerativa* [Película].

<https://www.youtube.com/watch?v=i4l8vveezWs&t=299s>

Lozano S., J. C. (Dirección). (2022). *Oxidacion Termica V2* [Película]. Retrieved 26 de noviembre de 2023, from

https://www.youtube.com/watch?v=iEd7yyAdgbg&list=PLiSLLJtb_hbZAxay_3a0d-39KzL6eJmwZ

MARTÍNEZ CEDILLO, T. G. (2010). RECUPERACIÓN DE VAPORES HIDROCARBUROS EN CUPULAS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO CON UN EQUIPO NO CONVENCIONAL. MÉXICO.

Mendoza Medina, F. J., Mosqueda Jimenez, F. W., & Perez Alpuche, E. (5 de abril de 2016).

Sistema de Informacion Cientifica Redalyc. Sistema de Informacion Cientifica

Redalyc: <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2016/vol56/no2/5.pdf>

Methane to Markets. (28 de enero de 2008). *refseek*. Retrieved 27 de noviembre de 2023, from refseek:

https://www.globalmethane.org/documents/events_oilgas_20090127_techtrans_day2_richards_sp.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, D. (2021). *Guía nacional para el control, monitoreo y seguimiento de emisiones de compuestos organicos volatiles*. Bogota: Ministerio de Ambiente y Desarrollo.

mobil, E. (1996). *Design Practices. Compressors, Ejectors, Exxon Research and Engineering Company*.

Núñez Hidalgo, S. A. (abril de 2002). ESTUDIO DE LAS VARIACIONES VOLUMÉTRICAS OCURRIDAS EN PATIOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO COMO PRODUCTO DE MERMAS POR EVAPORACION Y CONTRACCION VOLUMETRICA POR MEZCLA DE CRUDOS. Caracas, Venezuela.

<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/2619/1/CD%20Tesis%20N973.pdf>

Quijilla Delgado, A. R. (julio de 2013). *Google Academico*. Retrieved 26 de Noviembre de 2023, from Google Academico:

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6545/1/CD-5011.pdf>

REPSOL S.R.L, E. (2020). *INFORME DE LA PLANTA DE LA PLANTA MARGARITA*.

Reyes, E. (s.f.). Proceso de evaporación de petróleo y sus derivados en tanques de almacenamiento. *PREDICTIVA 21*, 1. Proceso de evaporación de petróleo y sus derivados en tanques de almacenamiento: <https://predictiva21.com/proceso-de-evaporacion-de-petroleo-y-sus-derivados-en-tanques-de->

almacenamiento/#:~:text=La%20p%C3%A9rdida%20por%20evaporaci%C3%B3n%20total,en%20el%20estado%20de%20almacenamiento

Reyes, I. E. (2022). *Proceso de evaporación de petróleo y sus derivados en tanques de almacenamiento*. . <https://predictiva21.com/proceso-de-evaporacion-de-petroleo-y-sus-derivados-en-tanques-de-almacenamiento/>: <https://predictiva21.com/proceso-de-evaporacion-de-petroleo-y-sus-derivados-en-tanques-de-almacenamiento/>

Rivero Nieto, J. (17 de enero de 2014). *Google Academico*. Google Academico : <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000691340/3/0691340.pdf>

ROBAR. (2019). CONDESADO DEL GAS, PROPIEDADES, PRODUCCION. Proceso de evaporación de petróleo y sus derivados en tanques de almacenamiento: <https://sciencealpha.com/es/gas-condensate-properties-production-application/#poluchenie-gazovogo-kondensata>

Schlumberger. (s.f.). *Energy Glossary*. Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/v/vapor_recovery_unit

SECOB, Diario Oficial de la Federación. (23 de febrero de 2018). *refseek*. reseek: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5514251&fecha=23/02/2018#gsc.tab=0

Simillan Olivos, V. R. (27 de julio de 2020). *Google Academico*. Retrieved 25 de noviembre de 2023, from Google Academico: https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/53158/Samillan_OVR-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Taurus Energy Corp S.A.S. (2014). *WE FIND ANSWERS*. Retrieved noviembre de 2023, from WE FIND ANSWERS: <https://taurusenergycorp.com/productos/membranas-para-tanques/>

TECNOVENT S.L. (26 de MAYO de 2009). *WE FIND ANSWERS*. (A. 5. for, Editor)

https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/87139/Techo_Flotante.pdf

Villavicencio Palacios, G. E. (2012). *Recolección, transporte y distribución del gas natural y el crudo*. SANTA CRUZ BOLIVA: U VIRTUAL Centro de excelencia.

WARREN GROUP, Y. S. (s.f.). *WARREN GROUP*. WARREN GROUP:

<https://tfwarren.com/sp/tarsco-welded-tank-sp/productos/esferas-almacenamiento-asme>

YPFB Logistica S.A. (2022). *YPFB Logistica S.A.* Retrieved noviembre de 2023, from YPFB

Logistica S.A.: <https://www.ypfblogistica.com.bo/index.php/operaciones/gestion-operativa>

YPFB, C. (2021). *YPFB*. YPFB: [https://www.ypfb.gob.bo/es/comercializacion-](https://www.ypfb.gob.bo/es/comercializacion-secundario#productos)

[secundario#productos](https://www.ypfb.gob.bo/es/comercializacion-secundario#productos)

YPFB, R. (2021). *YPFB*. YPFB: <https://www.ypfbrefinacion.com.bo/carburantes.php>

ANEXOS

Anexo 1

Condiciones técnicas para un condensado de gas estable

Nombre del parámetro:	El valor para el grupo:	
	1	2
<i>Presión de vapor saturada, kPa (mm Hg.), no más</i>	66,7 (500)	
<i>Fracción de masa de agua, %, no más</i>	0.5	
<i>Fracción de masa de impurezas mecánicas, %, no más</i>	0.05	
<i>La concentración másica de sales de cloruro., mg / dm³, no más</i>	100	300
<i>Fracción de masa de azufre, %</i>	<i>Fuera de estándar. Determinación a petición del consumidor</i>	
<i>Sulfuro de hidrógeno, mn-1 (ppm), no más que</i>	20	100
<i>Fracción de masa de metilo y etilmercaptano en suma, millón-1 (ppm), no más que</i>	40	100
<i>Densidad: a 20 a 15°C, kg/m³;</i>	<i>Fuera de estándar. Definición de necesario Fuera de estándar. Determinación a petición del consumidor</i>	
<i>El rendimiento de las fracciones, % temperatura °C :</i>	<i>Fuera de estándar. Definición de necesario</i>	
100		
200		
300		
360		
<i>Fracción de masa de parafina, %</i>	<i>Fuera de estándar. Determinación a petición del consumidor</i>	

Fuente: (robar,2019) Elaboración propia a base de propiedades de condensado a base

Anexo 2

Formaciones de los actuales pozos productores

POZOS	RESERVORIO - COMPLETACION (OPERATIVO)
MGR-X1H	H1a
MGR-X3	H1b, H2
MGR-4ST	H1b
MGR-5ST	H1b
MGR-6	H1b, H2
MGR-7ST	H1b
MGR-8	H1a, Icla A, Santa Rosa
HCY-XID	H1b

Fuente: (REPSOL S.R.L, 2020) Operaciones Activo Caipipendi

(*) H1a, H1b, H2, zonas de la formación Huamampampa