



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“RECUPERACIÓN DE VAPORES HIDROCARBUROS EN
CÚPULAS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO CON
UN EQUIPO NO CONVENCIONAL”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MARTÍNEZ CEDILLO TOMÁS GUILLERMO

DIRECTOR DE TESIS

DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO

CODIRECTOR.

M.I. ROQUE RIQUELME ALCANTAR.



MÉXICO, D.F. FEBRERO DE 2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

Gracias a Dios por permitirme terminar esta Tesis, nada soy sin Ti “Todo lo puedo en Cristo que me fortalece”

A mi Madre por esa fuente de inspiración que no tiene fin, por lo mucho que te quiero, por confiar en mí y no dejarme en ningún momento. Este trabajo representa una pequeña parte de todo lo agradecido que estoy y estaré toda la vida. Te Amo.

A mi Papá, espero que este trabajo sirva de inspiración para tu recuperación y también para que sepas que siempre te amaré.

A mi hermano Arturo Rey, por ser un ejemplo a seguir, por ser mi amigo, por compartir todos los buenos momentos y no faltar en los malos.

A Tania Cerón Rodríguez por estar conmigo a lo largo de la carrera y ser parte de mi vida.

A mis amigos Miguel Olivares, Jonathan Melchor y Xchel Hernández por compartir momentos inolvidables a lo largo de mi vida y de mi carrera.

A todos mis amigos petroleros Aarón Flores, Víctor López, Tania Tovar, Yaniak Cedro, Carlos Pacheco, Daniel Rodríguez, Marco Reyes, Sergio Sosa, Alexi Pastrana, Oscar Castellanos, Aliskair Anguiano, Enrique Aregullin, Arturo Jardon, Jonathan Monterrubio, Eduardo Ruiz, por hacer largas las buenas experiencias y hacer cortas las malas a lo largo de la carrera.

A mis amigos de la Facultad Salvador e Isidoro Arroyo, Marco Robles, Alonso Santander, Carlos García, Mariano Miranda, porque ustedes hicieron que mi estancia en la facultad fuera inolvidable.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por la formación íntegra y plena que me ha dado.

ÍNDICE GENERAL.

ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
RESUMEN	XI
1. INTRODUCCIÓN.	
1.1 Sistema integral de producción	13
1.2 Venteo de gases hidrocarburos a la atmósfera	17
1.3 Cambio Climático	18
1.3.1. Principales contaminantes de la atmosfera	20
2. ANTECEDENTES.	
2.1 Importancia del almacenamiento	24
2.2 Reseña histórica	27
2.3 Tanques de almacenamiento	29
2.3.1 Tipos de Tanques	32
2.3.2 Tanques de Almacenamiento líquidos	35
2.3.3 Tanques de Almacenamiento gas	37
2.4 Propiedades del gas natural	38
2.4.1. Factor de compresibilidad del gas	40
2.4.2. Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases	42
2.4.3. Densidad del gas libre	42
2.4.4. Densidad relativa del gas	42
2.4.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas	43
2.4.6 Factor de volumen del gas	45
2.4.7 Viscosidad del gas	45
2.4.8 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes	46
3. PROBLEMÁTICA DEL VENDEO DE VAPORES A LA ATMÓSFERA.	
3.1 Situación nacional y mundial de las pérdidas por evaporación	48
3.1.1 Principales causas de pérdidas por evaporación	49
3.1.1.1 Pérdidas por “respiración”	49
3.1.1.2 Perdidas por llenado	50

3.1.1.3 Pérdidas por vaciado	50
3.1.2. Emisiones de Metano en la Industria de Petróleo y Gas	50
3.1.3. Emisiones de metano en la Industria de Petróleo y Gas en México	51
3.1.4. Beneficios de la Reducción de Emisiones de Metano	53
3.1.5. Oportunidades de recuperación y uso	54
3.2. Unidades Recuperadoras de Vapor (VRU)	56
3.2.1. Definición	56
3.2.2. Unidades de Recuperación de Vapor Convencionales	58
3.2.3. Unidades de recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU) o Chorro de vapor	60
3.3. Calculo de las pérdidas por evaporación	63
3.3.1 Tanques de techo fijo	64
3.3.2. Tanques de techo flotante	65

4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

4.1 Problemática	69
4.2 Componentes del equipo de propuesto	80
4.2.1 Compresores	80
4.2.1.1 Compresores de tipo dinámico	80
4.2.1.2 Compresores de desplazamiento positivo	82
4.2.2 Separadores	83
4.2.2.1 Clasificación de separadores	84
4.2.3 Motores	86
4.2.4 Enfriadores	88
4.3. Propuesta de solución	86
4.3.1 Principios de operación de los componentes del sistema	91
4.3.1.1 Principios de separación de hidrocarburos	91
4.3.1.2 Principio de compresión de gases	94
4.4 Funcionamiento del sistema de motocompresión	95
4.4.1 Especificaciones del equipo	96

5. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

5.1 Resumen gerencial	100
5.2 Antecedentes tecnológicos	101
5.3 Beneficios económicos y para el medio ambiente	104
5.4 Proceso de decisión	105
5.5 Evaluación económica del equipo no convencional	112
5.6 Notas	113

Conclusiones y recomendaciones	CXV
Referencias bibliográficas y sitios web	CXVII

ÍNDICE DE FIGURAS
CAPÍTULO I.

Fig. 1.1 Sistema integral de producción	14
---	----

CAPÍTULO II.

Figura 2.1. Esquema de un sistema de recolección de la producción	30
Figura 2.2. Tanque de techo cónico	33
Figura 2.3. Tanque de techo flotante	34
Fig. 2.4. Tanque de techo flotante de doble capa	34
Figura 2.5. Forma típica del factor de compresibilidad “Z” en función de la presión a temperatura constante	39

CAPÍTULO III.

Figura 3.1. Estimación mundial de emisiones de metano de la industria del gas natural y el petróleo	51
Figura 3.2. Gama de oportunidades para reducir emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del gas natural	55
Figura 3.3. Principales fuentes de venteo a la atmosfera	57
Figura 3.4. Esquema de una unidad recuperadora de vapor tipo convencional (Instalación de unidades de recuperación de vapores en tanques de almacenamiento de petróleo)	59
Figura 3.5. Unidad Recuperadora de Vapor instalada en el campo	59
Figura 3.6. Esquema del eyector principal de la EVRU	61
Figura 3.7. Diseño de la bomba de chorro	63
Figura 3.8. EVRU en operación	63

CAPÍTULO IV.

Figura 4.1. Principales emisiones atmosféricas de 2004 a 2006	70
Figura 4.2. Quemador ecológico o de alta eficiencia	73
Figura 4.3. Incendio en patio de tanques	77

Figura 4.4 Colapso de tanque de almacenamiento debido presiones negativas.	77
Figura 4.5. Tanque de almacenamiento dañado por la prolongada exposición al venteo de hidrocarburos	79
Figura 4.6 Clasificación de los compresores	80
Figura 4.7. Compresor dinámico de tipo radial	81
Figura 4.8. Compresor dinámico de tipo axial	82
Figura 4.9. Separador vertical	85
Figura 4.10. Separador horizontal	86
Figura 4.11. Separador esférico	86
Figura 4.12. Motocompresor	90
Figura 4.13. Sistema de recuperación de gases hidrocarburos	90
Figura 4.14. Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido	92
Figura 4.15. Diagrama de compresión de un gas	95
Figura 4.16 Esquema del funcionamiento del sistema de recuperación de vapores hidrocarburos	96
Figura 4.17. Motor del equipo	97
Figura 4.18. Separador vertical del equipo no convencional	98

CAPÍTULO V.

Figura 5.1. Unidad de recuperación de vapores en un solo tanque de almacenamiento de petróleo	104
Figura 5.2. Volumen calculado de vapores del tanque de almacenamiento	107

ÍNDICE DE TABLAS**CAPÍTULO III.**

Tabla 3.1. Emisiones de metano de la Industria de Petróleo y Gas Natural expresados en Gg. 1996-2003	52
Tabla 3.2. Tanques de techo fijo: parámetros requeridos y valores por omisión en E.U.A	66

CAPÍTULO IV.

Tabla 4.1. Principales contaminantes y sus efectos en el medio ambiente	72
Tabla 4.2. Principales acciones para disminución de emisiones a la atmósfera	73
Tabla 4.3. Ventajas y desventajas de las unidades convencionales de recuperación de vapor y las no convencionales	99

CAPÍTULO V.

Tabla 5.1. Supone un precio de gas de \$3.00/mil pies cúbicos multiplicado por 95 por ciento del volumen de gas perdido al año	101
Tabla 5.2. Cantidad (Q) de emisiones de vapor de hidrocarburos	107
Tabla 5.3. Valor de los vapores recuperados	109
Tabla 5.4. Tamaños y costos de unidades de recuperación de vapores	110
Tabla 5.5. Análisis financiero para proyecto de unidad de recuperación de vapores	112
Tabla 5.6. Evaluación económica del equipo no convencional	113

RESUMEN.

La caída de presión existente entre el yacimiento, el pozo y los diferentes componentes del sistema superficial, la presencia de gases en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos. La principal actividad implementada para evitar la presencia de gas en el tanque, es la de estabilizar el crudo en la medida de lo posible, esto se logra optimizando las etapas de separación y logrando así la mínima cantidad de gases o vapores en los contenedores. Sin embargo, el crudo no se encuentra totalmente inmóvil dentro de los tanques, sino que constantemente se vacían o llenan los tanques, también los tanques se encuentran expuestos a los cambios de temperatura entre el día y la noche y los cambios de estación. Toda esta actividad propicia que se generen vapores dentro del tanque, aún si el crudo ha sido estabilizado.

El gas dentro de los contenedores, el cual se expande y contrae, pone en riesgo las instalaciones de producción y el personal que labora en el, por lo cual todos los contenedores de líquidos deben de tener, por seguridad, en la parte superior una válvula denominada de presión vacío, la cual esta calibrada para abrir o permitir el paso de aire dependiendo de si la presión aumenta o disminuye, para evitar así el colapso de los tanques o una explosión. Cuando las válvulas se abren por una presión elevada dentro del tanque, liberan los gases existentes dentro del contenedor, estos gases son gases hidrocarburos de alto valor energético y son venteados a la atmósfera, otro tanto se condensa al momento de ponerse en contacto con la temperatura ambiente deteriorando las instalaciones que se encuentran en contacto prolongado. Uno de los principales componentes del gas liberado es el gas metano, el cual también es uno de los principales componentes de los gases de efecto invernadero.

Lo que se propone en este trabajo es recuperar los vapores generados en los tanques de almacenamiento con un equipo no convencional compuesto por un motor, un compresor, un separador de gas y líquido y un sistema de enfriamiento, conectado directamente en la parte superior o la cúpula del tanque, con una tubería de 2 pulgadas o en su caso las mangueras con las que cuenta el equipo. Una vez recuperado el vapor se incorpora nuevamente a las líneas de gas para tratarse y venderse.

Se busca dos cosas principalmente al recuperar los vapores venteados: la principal y más importante es evitar seguir generando gases de efecto invernadero y alterando el clima del planeta, y la segunda es reincorporar los gases las líneas de producción para su tratamiento y venta

La factibilidad de ocupar este tipo de equipos se ve reflejada cuando se hace la evaluación económica y se compara con los equipos convencionales. Los equipos convencionales, debido a su costo de instalación y mantenimiento, generan pérdidas en los primeros meses de uso, a diferencia de los equipos no convencionales que desde el primer mes de uso genera ganancias. Así mismo

es importante mencionar la sencillez de uso, instalación y transporte del equipo propuesto. En el presente trabajo se analiza dicha situación y se propone a su vez una solución viable a la problemática descrita.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN.

Las pérdidas de presión ocurridas a lo largo del trayecto de los hidrocarburos del yacimiento a la superficie y en el tanque de almacenamiento, propician la liberación de los componentes más ligeros del crudo, que a su vez son los de mayor valor comercial. Esta liberación de los ligeros, o también conocido como venteo, comúnmente ocurre en los tanques de almacenamiento que es donde se agudizan los cambios de presión y temperatura mencionados.

Existen diferentes componentes del sistema integral de producción donde se generan las perdidas por evaporación, sin embargo, donde se acentúan y pueden llegar a ser más peligrosos son en los tanques de almacenamiento. A continuación se mencionan los diferentes componentes que forman un sistema integral de producción.

1.1 Sistema integral de producción¹

Básicamente, un sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transportan los fluidos localizados en el yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización hacia las refinerías, en donde dará comienzo a otra etapa de procesamiento del crudo para obtener todos sus derivados. Así mismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple (yacimiento, pozo, línea de descarga, separador y tanque de almacenamiento) o puede incluir muchos componentes (pozo, línea de descarga, múltiples etapas de separación, plantas de deshidratación y desalado de crudo y gas y tanque de almacenamiento, etc.)

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son²:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga

- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

La Fig. 1.1 muestra esquemáticamente un sistema integral de producción.

- [1] Yacimiento
- [2] Tubería de producción
- [3] Estrangulador
- [4] Separador
- [5] Tanque de almacenamiento
- [6] Válvula tormenta
- [7] Cabeza del pozo p_{wh}
- [8] Gasoducto a refinación
- [9] Presión de fondo fluyendo p_{wf}
- [10] Presión de yacimiento p_y

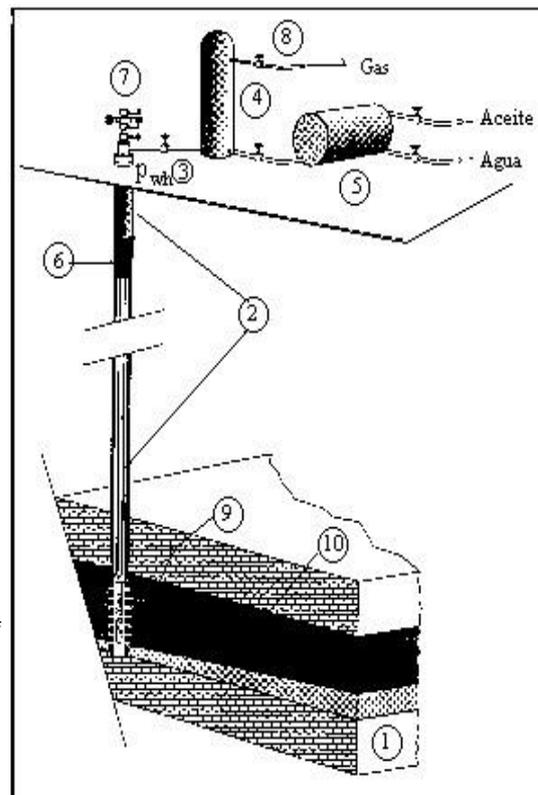


Fig.1.1 Sistema integral de producción¹

Para tener pleno conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción, se debe contar con el concepto de cada uno de los componentes que lo conforman. A continuación se da una breve definición de los componentes considerados³:

YACIMIENTO

Es la acumulación natural en la corteza terrestre de gas y/o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión en una trampa petrolera. Se componen de roca almacén, roca sello y roca generadora, esta última se puede o no encontrar en el sitio donde se acumularon los fluidos.

POZO

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos (hidrocarburos y no hidrocarburos) controlados entre la formación productora y la superficie.

TUBERÍA DE DESCARGA

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

ESTRANGULADOR

Es un aditamento que se instala en los pozos productores (puede ser en la línea de descarga o en su caso también se puede utilizar un estrangulador de fondo) con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

SEPARADORES

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque-tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las cuales se tienen que estudiar en forma separada y unirlos después, antes de obtener una idea precisa del comportamiento de flujo del pozo productor.

Estas áreas de flujo son⁴:

- Flujo del yacimiento al pozo.
- Flujo en tuberías.
- Flujo en estranguladores.

1.2. Venteo de gases hidrocarburos a la atmosfera.

Se sabe que un arreglo de tanques puede ventear de 5 a 500 MMcf (millones de pies cúbicos) por año de vapores de gas natural y otros compuestos ligeros del crudo hacia la atmosfera, dichas pérdidas dependen de factores como las características del crudo que se produce (gravedad API, RGA, viscosidad, etc), de la presión de separación, del clima, de la agitación a la que está sometido el crudo, etc. Tan solo en México se liberan en tanques de almacenamiento 1.7 Bcf (miles de millones de pies cúbicos o billones de pies cúbicos) y sin mencionar las cantidades liberadas en otras instalaciones como deshidratadores, fugas en bombas, dispositivos neumáticos, etc. Estos gases que son emitidos a la atmosfera contaminan el medio ambiente, además de poner en riesgo las instalaciones y también representan una pérdida económica para las empresas petroleras, las cuales pueden aprovecharlos e incorporarlos nuevamente a las líneas de producción de las instalaciones.

Esta tesis se enfoca principalmente en proponer un nuevo sistema no convencional (llamado así porque en un principio no fue diseñado para realizar el trabajo de recuperar vapores, sino que se diseñó para comprimir gas a boca de pozo) para la recuperación de vapores venteados en cúpulas de tanques de almacenamiento, con la finalidad de aprovechar un recurso que se desecha diariamente en la industria petrolera de nuestro país. En la actualidad, son pocos los arreglos de tanques de almacenamiento que cuentan con una unidad recuperadora de vapores hidrocarburos, es por lo cual surge la propuesta de instalar un equipo no convencional que pueda incorporar nuevamente el recurso que se ventea diariamente hacia la atmosfera.

Los gases hidrocarburos son altamente inflamables, lo cual hace que el venteo de dichos gases a la atmosfera represente un riesgo inminente de ignición en las instalaciones de almacenamiento. Así mismo la toxicidad de estos gases ponen en riesgo a las comunidades que se encuentran cercanas y que son las más vulnerables a sufrir un daño a la salud. La contaminación que se genera en este tipo de instalaciones que libera gases a la atmosfera dañan de manera irreversible los suelos que son regados por lluvias que arrastran las

partículas de dichos gases, así como la flora y la fauna que se encuentran en contacto con estas partículas.

Los altos precios de los hidrocarburos han llevado a la optimización de todos los procesos de producción, incluyendo el aprovechamiento de los gases venteados de cúpulas de tanques de almacenamiento. En un escenario de precios de hidrocarburos altos, se hace una evaluación económica y técnica de la implementación de un sistema no convencional para la recuperación de hidrocarburos venteados a la atmosfera con la finalidad de saber que tan factible es invertir en este tipo de procesos, así mismo poder observar la rentabilidad de dicho proyecto.

Todos los tanques de almacenamiento de hidrocarburos deben de contar con válvulas de presión/vacio, con la finalidad de asegurar la integridad del tanque. Si la presión llegará a aumentar significativamente y no hubiera una válvula de alivio, el tanque explotaría, es por eso que las válvulas están calibradas para abrir a cierta presión y ventear los gases generados por el petróleo. Hay un caso que es el contrario, cuando existen variaciones de temperatura tales que el encogimiento del petróleo y de los gases emanados por el petróleo disminuyen significativamente, llevando al recipiente que los contiene a colapsar, es por ello que las válvulas también están calibradas para abrir en un sentido a una presión negativa.

1.3. Cambio Climático⁵.

El cambio climático no es un problema que esté por aproximarse o que quizá se presente en un futuro, está aquí y es necesario tomar medidas para contenerlo o en su caso revertirlo. Los gases hidrocarburos, como por ejemplo el metano (CH₄), es uno de los principales componentes de los gases de efecto invernadero junto con el CO₂, si participamos como industria petrolera para evitar el venteo del gas metano y reincorporarlo a los gasoductos, no solo reducimos las mermas de la industria sino que contribuimos con una pequeña parte para reducir los efectos del cambio climático.

Se denomina efecto invernadero al fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de una atmósfera planetaria, retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar. Afecta a todos los cuerpos planetarios dotados de atmósfera. De acuerdo con el actual consenso científico, el efecto invernadero se está viendo acentuado en la Tierra por la emisión de ciertos gases, como el dióxido de carbono y el metano, debida a la actividad económica humana.

Este fenómeno evita que la energía solar recibida constantemente por la Tierra vuelva inmediatamente al espacio, produciendo a escala planetaria un efecto similar al observado en un invernadero.

La Tierra, como todo cuerpo caliente, emite radiación, pero al ser su temperatura mucho menor que la solar, emite radiación infrarroja de una longitud de onda mucho más larga que la que recibe. Sin embargo, no toda esta radiación vuelve al espacio, ya que los gases de efecto invernadero absorben la mayor parte.

La atmósfera transfiere la energía así recibida tanto hacia el espacio (37,5%) como hacia la superficie de la Tierra (62,5%). Ello representa aproximadamente 324 W/m^2 , casi la misma cantidad de energía que la proveniente del Sol, aún sin albedo (relación expresada en porcentaje de la radiación que cualquier superficie refleja sobre la radiación que incide sobre la misma). De este modo, el equilibrio térmico se establece a una temperatura superior a la que se obtendría sin este efecto. La importancia de los efectos de absorción y emisión de radiación en la atmósfera son fundamentales para el desarrollo de la vida tal y como se conoce. De hecho, si no existiera este efecto la temperatura media de la superficie de la Tierra sería de unos $-22 \text{ }^\circ\text{C}$, y gracias al efecto invernadero es de unos 14°C .

En zonas de la Tierra cuya atmósfera tiene poca proporción de gases que propician el efecto invernadero (especialmente de vapor de agua), como en los grandes desiertos, las fluctuaciones de temperatura entre el día (absorción de radiación solar) y la noche (emisión hacia el cielo nocturno) son muy grandes.

Desde hace unos años el hombre está produciendo un aumento de los gases de efecto invernadero, con lo que la atmósfera retiene más calor y devuelve a la Tierra aún más energía causando un desequilibrio del balance radiativo y un calentamiento global.

1.3.1. Principales contaminantes de la atmosfera⁶.

Desde los años 60's, se ha demostrado que los clorofluorocarbonos (CFC, también llamados "freones") tienen efectos potencialmente negativos: contribuyen de manera importante a la destrucción de la capa de ozono en la estratosfera, así como a incrementar el efecto invernadero. El protocolo de Montreal puso fin a la producción de la gran mayoría de estos productos. Estos compuestos químicos pueden ser:

- Utilizados en los sistemas de refrigeración y de climatización por su fuerte poder conductor; son liberados a la atmósfera en el momento de la destrucción de los aparatos viejos (climas y refrigeradores).
- Utilizados como propelente en los aerosoles; una parte se libera en cada utilización. Los aerosoles utilizan de ahora en adelante otros gases sustitutivos, como el CO₂.

A continuación se describe brevemente algunos otros contaminantes químicos que afectan considerablemente a la atmosfera.

Monóxido de carbono.

Es uno de los productos de la combustión incompleta. Es peligroso para las personas y los animales, puesto que se fija en la hemoglobina de la sangre, impidiendo el transporte de oxígeno en el organismo. Además, es inodoro, y a la hora de sentir un ligero dolor de cabeza ya es demasiado tarde. Se diluye muy fácilmente en el aire ambiental, pero en un medio cerrado, su concentración lo hace muy tóxico, incluso mortal. Cada año, aparecen varios casos de intoxicación mortal, a causa de aparatos de combustión puestos en funcionamiento en una habitación mal ventilada.

Los motores de combustión interna de los automóviles emiten monóxido de carbono a la atmósfera por lo que en las áreas muy urbanizadas tiende a haber una concentración excesiva de este gas hasta llegar a concentraciones de 50-100 ppm, tasas que son peligrosas para la salud de las personas.

Dióxido de carbono.

La concentración de CO₂ en la atmósfera está aumentando de forma constante debido al uso de carburantes fósiles como fuente de energía y es teóricamente posible demostrar que este hecho es el causante de producir un incremento de la temperatura de la Tierra (efecto invernadero). La amplitud con que este efecto puede cambiar el clima mundial depende de los datos empleados en un modelo teórico, de manera que hay modelos que predicen cambios rápidos y desastrosos del clima y otros que señalan efectos climáticos limitados. La reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera permitiría que el ciclo total del carbono alcanzara el equilibrio a través de los grandes sumideros de carbono como son el océano profundo y los sedimentos.

Dióxido de azufre.

La principal fuente de emisión de dióxido de azufre a la atmósfera es la combustión del carbón que contiene azufre. El SO₂ resultante de la combustión del azufre se oxida y forma ácido sulfúrico, H₂SO₄ un componente de la llamada lluvia ácida que es nocivo para las plantas, provocando manchas allí donde las gotitas del ácido han contactado con las hojas.

La lluvia ácida se forma cuando la humedad en el aire se combina con el óxido de nitrógeno o el dióxido de azufre emitido por fábricas, centrales eléctricas y automotores que queman carbón o aceite. Esta combinación química de gases con el vapor de agua forma el ácido sulfúrico y los ácidos nítricos, sustancias que caen en el suelo en forma de precipitación o lluvia ácida. Los contaminantes que pueden formar la lluvia ácida pueden recorrer grandes distancias, y los vientos los trasladan miles de kilómetros antes de precipitarse con el rocío, la llovizna, o lluvia, el granizo, la nieve o la niebla

normales del lugar, que se vuelven ácidos al combinarse con dichos gases residuales.

El SO_2 también ataca a los materiales de construcción que suelen estar formados por minerales carbonatados, como la piedra caliza o el mármol, formando sustancias solubles en el agua y afectando a la integridad y la vida de los edificios o esculturas.

Metano.

El metano, CH_4 , es un gas que se forma cuando la materia orgánica se descompone en condiciones en que hay escasez de oxígeno; esto es lo que ocurre en las ciénagas, en los pantanos y en los arrozales de los países húmedos tropicales. También se produce en los procesos de la digestión y defecación de los animales herbívoros.

El metano es un gas de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global del planeta Tierra ya que aumenta la capacidad de retención del calor por la atmósfera.

Ozono.

El ozono O_3 es un constituyente natural de la atmósfera, pero cuando su concentración es superior a la normal se considera como un gas contaminante.

Su concentración a nivel del mar, puede oscilar alrededor de $0,01 \text{ mg kg}^{-1}$. Cuando la contaminación debida a los gases de escape de los automóviles es elevada y la radiación solar es intensa, el nivel de ozono aumenta y puede llegar hasta $0,1 \text{ kg}^{-1}$.

Las plantas pueden ser afectadas en su desarrollo por concentraciones pequeñas de ozono. El hombre también resulta afectado por el ozono a concentraciones entre $0,05$ y $0,1 \text{ mg kg}^{-1}$, causándole irritación de las fosas nasales y garganta, así como sequedad de las mucosas de las vías respiratorias superiores

La liberación de gases en las baterías de separación contribuyen a la contaminación de la atmosfera, es por ello que nos concierne como industria petrolera hacernos cargo de alguna manera. Es por esta situación que en esta tesis se plantea una propuesta para recuperar los gases que se liberan y que afectan directamente al ambiente y a las personas que laboran y viven en el entorno.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES.

Uno de los componentes más importantes del sistema integral de producción, es el tanque de almacenamiento, ya que es el enlace que existe entre los pozos productores y los oleoductos que transportan la producción hacia las diferentes plantas de procesamiento. Es aquí donde se genera la liberación de algunos hidrocarburos ligeros que no se llegaron a estabilizar en los separadores, el principal componente de estos gases y ligeros es el gas natural o gas metano. En este capítulo se analiza la importancia de los tanques de almacenamiento, así como de las principales propiedades del gas natural.

2.1 Importancia del almacenamiento⁷.

El productor de petróleo debe disponer de instalaciones para el almacenamiento con el objetivo de manejar el aceite después de que éste llega a la superficie, durante el tiempo en que se somete a tratamiento para eliminar impurezas o mientras espera su entrega al comprador o a la agencia de transporte. La necesidad de contar con tanques de almacenamiento se presenta tan pronto como el aceite es descargado en la superficie y continúa durante las etapas de recolección, separación, deshidratación, desalado, medición y embarque.

De igual manera, el comprador tiene que disponer de tanques de almacenamiento o depósitos para almacenar aceite en tránsito o esperando su envío en terminales marítimas. También tiene que proporcionar almacenamiento la empresa refinadora en el extremo de entrega del oleoducto. El petróleo almacenado de esta manera, tiene una influencia benéfica para comparar fluctuaciones de estación en el abastecimiento y en la demanda, ya

que en las estaciones de frío la demanda aumenta, por lo tanto es necesario prever este tipo de situaciones.

Balancear la demanda requerida por los consumidores con la oferta proporcionada por los productores, es un problema muy viejo para cualquier negocio. Cuando la oferta de producción es mayor que la demanda, el exceso del bien ofrecido se envía a almacenamiento, incrementando su costo operativo y posteriormente, cuando la demanda excede la oferta, se transporta del almacenamiento al mercado, pero con un costo nominal de producción mayor., lo cual disminuye la ganancia al productor.

El problema de balancear la oferta y la demanda es significativo en la industria petrolera si se considera la gran fluctuación en las demandas de productos, en los volúmenes almacenados de petróleo crudo producidos, los cientos de diferentes tipos de inventarios y los complejos problemas de transportación.

Un ejemplo claro es el del propano que es el combustible más comúnmente usado en los sistemas de calefacción; la demanda de propano es más alta en los meses de invierno y más baja en los meses de verano, pero el propano se produce mientras se procesa el gas natural, lo que ocurre todos los meses del año. Esto propicia una sobreproducción de propano en los meses de verano, la cual se tiene que almacenar, ocasionando que sea necesario anticipar los lugares de almacenamiento, también propicia una alza en su oferta.

El almacenamiento de petróleo crudo forma parte del sistema de distribución primario, el cual es una cadena que se origina en la cabeza del pozo y termina en los centros de refinación. Consiste de ductos, tanques, buques tanques, carros tanques y camiones tanque, los cuales trasladan el petróleo crudo desde las áreas de producción hacia las terminales marítimas de carga y a las refinerías; facilita el mezclado para obtener las especificaciones del producto, en otras palabras, es aquella parte del sistema integral de distribución que hace la operación más flexible. Los principales objetivos del almacenamiento son:

1. Recibir y mantener grandes cantidades de hidrocarburos, los cuales se dividen en volúmenes menores que se utilizan continuamente.
2. Almacenar los cargamentos con anticipación al llenado de buquetanuques o movimientos de ductos.
3. Realizar los registros y análisis estadísticos para identificar picos de demanda temporales.
4. Segregar diferentes grados y calidades de petróleos crudos durante los periodos planeados de mantenimiento.
5. Almacenar productos y petróleo crudo durante los periodos planeados de mantenimiento.
6. Manejar eventos ineludibles pero anticipados, algunos de los cuales son emergencias y otros el resultado de cambios en los programas de operación.

El almacenamiento de petróleo crudo puede dividirse en tres formas diferentes de almacenamiento principales. La primera, corresponde al almacenamiento en superficie, la segunda al almacenamiento bajo tierra y la tercera al almacenamiento costa afuera (offshore storage).

El almacenamiento en superficie se lleva a cabo principalmente en los siguientes sitios:

- ❖ Áreas de producción en tanques.
- ❖ Estaciones de bombeo.
- ❖ Terminales marítimas.
- ❖ Refinerías.

El incremento de la demanda de petróleo crudo y de productos derivados de este durante los últimos años, ha resultado en la necesidad de almacenar grandes volúmenes; por ello, desde principios de los años cincuentas la industria petrolera ha ido cambiando esta forma de almacenamiento por el de cavernas subterráneas construidas en domos salinos y en formaciones rocosas.

Para esos grandes volúmenes de almacenamiento, las cavernas subsuperficiales ofrecen bajos costos de construcción y mayor seguridad, por tanto, son más aceptadas ambientalmente que los tanques superficiales.

El problema del almacenamiento de aceite es de gran importancia económica, porque afecta no solo a los productores sino también a quienes están dedicados al transporte, la refinación y las ventas, como fases complementarias de la industria petrolera. Se han gastado grandes sumas para suministrar esas instalaciones de almacenamiento, y el equipo físico usado para este objeto debe diseñarse adecuadamente y mantenerlo en óptimas condiciones para dar máxima seguridad contra riesgos de incendio y explosión y reducir las pérdidas que resultan de evaporación y escurrimiento.

2.2 Reseña histórica⁸.

La industria petrolera, como tal, inicia en agosto 27 de 1859, cuando el coronel Edwin Drake perforó el pozo descubridor "Drake", cerca de Titusville, Pennsylvania. Con el descubrimiento llegó la necesidad del almacenamiento de petróleo crudo. La historia registró que la producción del pozo Drake se recogía en contenedores de aceite pesado con una capacidad de 8 barriles.

Después de ello, se utilizaron tanques de madera cada vez más grandes, hasta que en septiembre de 1864, se instaló un gran tanque de una capacidad estimada de 8000 barriles en Oil City, Pennsylvania.

Para 1873, ya se utilizaban extensamente los tanques de acero de 8000 barriles; típicamente, los tamaños variaban desde 25000 hasta 35000 barriles de capacidad. El primer tanque atornillado de acero se introdujo en 1913. En 1918 se fabricó un tanque de acero con duelas u hojas de cerca de 60 pg. (1.52 m) de ancho y 8 pies de (2.44 m) de alto cada una. Estos tanques fueron los pioneros de los tanques de remaches del API (American Petroleum Institute).

La introducción de la soldadura eléctrica con arco a principios de los años treinta hizo posible construir tanques completos. Desde entonces los

tanques para almacenar aceite han sido mejorados vertiginosamente en las áreas de eliminación de la evaporación y la protección contra los incendios. El desarrollo más importante en ellos ha sido el techo flotante (1922). El hecho sobresaliente de este sistema es la facilidad de los techos de los tanques a ajustarse a las variaciones del nivel del líquido, siempre manteniendo en contacto sus superficies. Las instalaciones de este tipo se utilizaron en refinerías desde 1927 y se usaron conjuntamente con los tanques convencionales de techo fijo.

Por otra parte, la primera evidencia que se tuvo del almacenamiento de hidrocarburos en una caverna sin que tuviera éxito, fue en una mina de sal abandonada cerca de Cleveland, Ohio; para el almacenamiento de gas a finales del siglo. En 1916, una compañía Alemana obtuvo una patente cubriendo el uso de cavernas en domos salinos por disolución para el almacenamiento de crudo.

En 1940 se almacenó aceite en una caverna minada de roca dura en Suiza; en 1950 se construyó la primera caverna de sal con el propósito de almacenar condensados. En 1961 se almacenó por primera vez gas natural en una caverna subterránea en U.S.A.

Los productos petrolíferos, el gas natural y el petróleo crudo se almacenan en cavernas que operan en 27 de los 50 estados de la unión americana; y en otros países como México, Canadá, Inglaterra, Francia, Alemania, Holanda, Suiza, Noruega, Finlandia, Dinamarca, África del Sur, etc.

Hoy en día, por seguridad y cuestiones operativas cada compañía trata de no acumular más cantidad de la que necesita, debido a los costos de oportunidad del mercado.

En el mercado de hidrocarburos no es posible obtener un balance entre la oferta y la demanda; si la oferta excede a la demanda, la producción en alguna parte de la cadena productiva deberá suspenderse mientras se restablece el balance en los puntos de abastecimiento, por lo tanto, los inventarios se han convertido en uno de los indicadores más observados en la industria.

2.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

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.

El área encargada de la producción del petróleo debe de proporcionar instalaciones para almacenamiento de aceite en los lugares donde se produzca y para la transportación del aceite de los pozos a los elementos de almacenamiento. Generalmente se proveen equipos de almacenamiento limitado en cada pozo o de la trampa de gas que sirve al mismo, facilitando un lugar para acumular y separar los sólidos en suspensión y el asentamiento libre del agua. Después de un periodo de asentamiento, las impurezas acumuladas se purgan y el aceite residual se transporta por un sistema de tuberías encargadas de la recolección y envío de aceite a una planta central de almacenamiento. De la planta central de almacenamiento ocasionalmente se hacen “corridas” a través de un “tanque de embarque” a las instalaciones de transporte que lleven el aceite a las refinerías o a los patios de almacenamiento de mayor capacidad en los que se pueden almacenar grandes cantidades de aceite para esperar una futura demanda en el mercado. Antes de embarcar el aceite, debe medirse o aforarse cuidadosamente para determinar su volumen y se toman muestras del tanque de embarque en las que se hacen pruebas para determinar la calidad del aceite y la cantidad presente de impurezas.

Un sistema separado de recolección de tuberías, trasmite el gas natural de las salidas laterales de las cabezas de las tuberías del pozo o de las salidas de descarga de gas de las trampas a una planta de recuperación de gasolina natural, posteriormente a una central de compresoras en donde es enviado a operaciones de bombeo neumático o en su caso es llevado a través de un gasoducto de alta presión a mercados distantes. En diferentes puntos del sistema de recolección de gas, se proporcionan medidores adecuados para registrar el volumen y la presión del gas transportado. En la figura 2.1 se

esquematiza la recolección de hidrocarburos de un campo de la Región Sur de PEP.

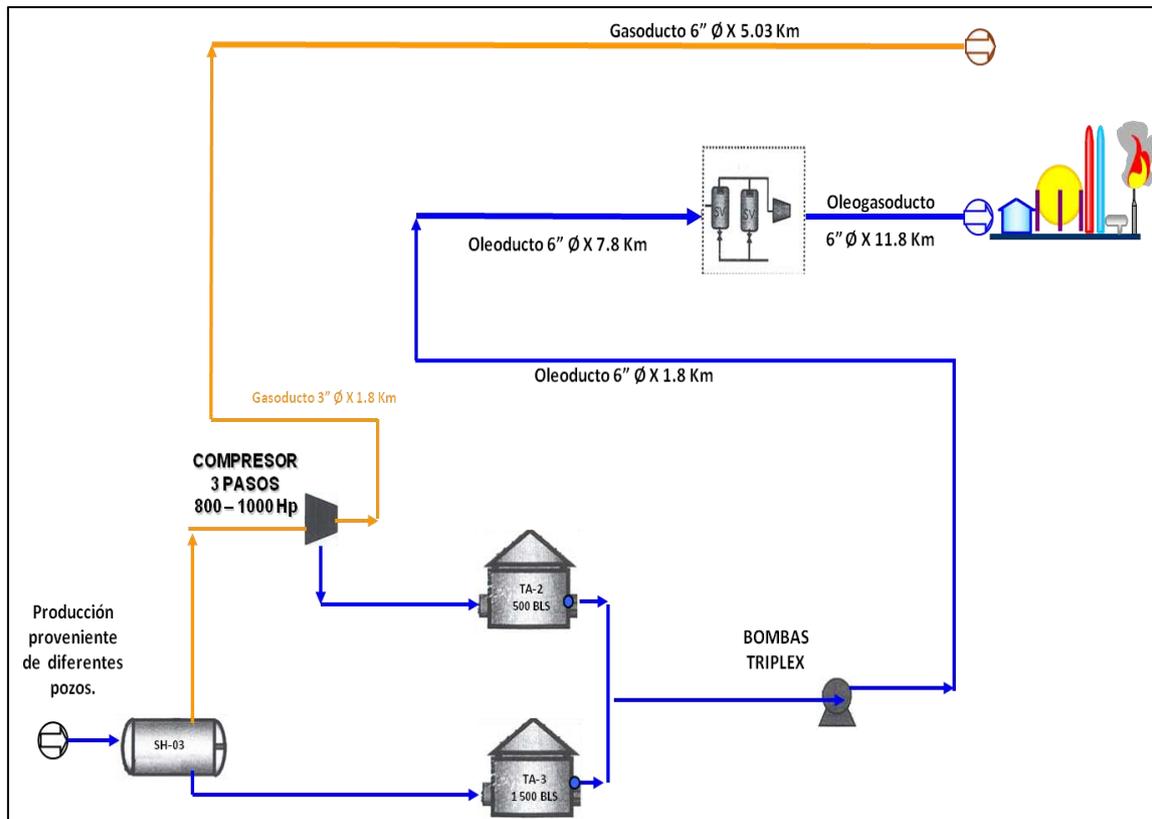


Figura 2.1. Esquema de un sistema de recolección de la producción, PEP 2009.

El almacenamiento se puede realizar en tres tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y en buques tanque. La capacidad de dichas instalaciones varía desde unos cuantos metros cúbicos hasta miles de ellos (desde 500 barriles, aproximadamente 79,500 litros, hasta 500,000 barriles, unos 7,9500,000 litros).

Existe una gran variedad de tanques y su clasificación es igualmente amplia, los hay para el almacenamiento de productos líquidos y gaseosos. Los materiales que se han empleado para su construcción, pueden ser: madera, concreto, aluminio, plástico y acero inoxidable, siendo este último el de mayor demanda por su resistencia y durabilidad. Las formas también han variado, aunque predomina la geometría cilíndrica para el almacenamiento de grandes volúmenes.

Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación o bien armarse en el lugar mismo donde permanecerán. Una forma típica que se ha empleado para la clasificación de tanques es por las características de su techo, en base a esto los hay de techo fijo y de techo flotante. Estos últimos han tenido gran aceptación debido a la ventaja adicional de controlar automáticamente el espacio disponible a los vapores.

El sistema de sellado de los tanques es de suma importancia pues evita la emisión de vapores a la atmósfera, lo cual presenta varias desventajas y riesgos tanto económicos como ambientales. Existen diversos sistemas de sello como es el caso del sello metálico, el cual consiste de un anillo de zapatas de acero prensadas firmemente contra la envolvente, un delantal de tela flexible cierra el espacio entre las zapatas y el techo. También existen sellos magnetizados y otros de tipo flotante interno.

Los tanques de techo flotante de doble puente y los llamados de “pontones” reducen las emisiones de vapores a la superficie y ofrecen máxima flotabilidad.

Es de vital importancia durante el diseño de un tanque, las condiciones a las que este va a operar, esto incluye básicamente: presión y temperatura de trabajo. La presión de trabajo está en función de la presión de vapor del fluido que se almacenará además de otros factores, como la variación de la temperatura y las propiedades del fluido.

Cuando se trata de almacenamiento en buques tanque, las precauciones durante el vaciado y llenado de dichos tanques deben extremarse ya que cualquier derrame ocasionará además de lo ya mencionado, una gran contaminación

La seguridad de cualquier instalación es sumamente importante, este factor toma especial importancia cuando se manejan productos inflamables, dentro de los que caen los hidrocarburos. Las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escapes de vapores. Los dispositivos de control de vapores van colocados en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera

o bien conducirlos a una unidad recuperadora de vapores. Existen sistemas para detección de incendios y temperatura, algunos sistemas además, controlan el siniestro con el empleo de productos químicos. La colocación de los dispositivos de control debe ser tal que su revisión y funcionamiento sea rápido y sencillo.

Los tanques están provistos de sistemas de control de derrames, esto es un muro a su alrededor o bien un canal que conduzca el derrame a un sitio alejado y seguro, el cual debe tener una capacidad igual a la del tanque más un porcentaje por seguridad.

Por último un programa adecuado de revisión y mantenimiento de la instalación evitará las acciones de emergencia y las pérdidas materiales y en ocasiones humanas.

2.3.1 Tipos de Tanques

1) Tanques de Techo Cónico (Fig. 2.2)

Sus dimensiones aproximadas son de 250 pies (76 metros aproximadamente.) de diámetro y 60 (18 metros aproximadamente) pies de altura. El techo está soportado por una estructura interna. El tanque de techo cónico y el de techo de domo son variaciones del tipo cilíndrico.

En el tanque de techo de domo, el techo está formado por placas circulares que se auto soportan. El tipo paraguas son placas en forma de gajos. Raramente tienen más de 60 pies de diámetro interno.

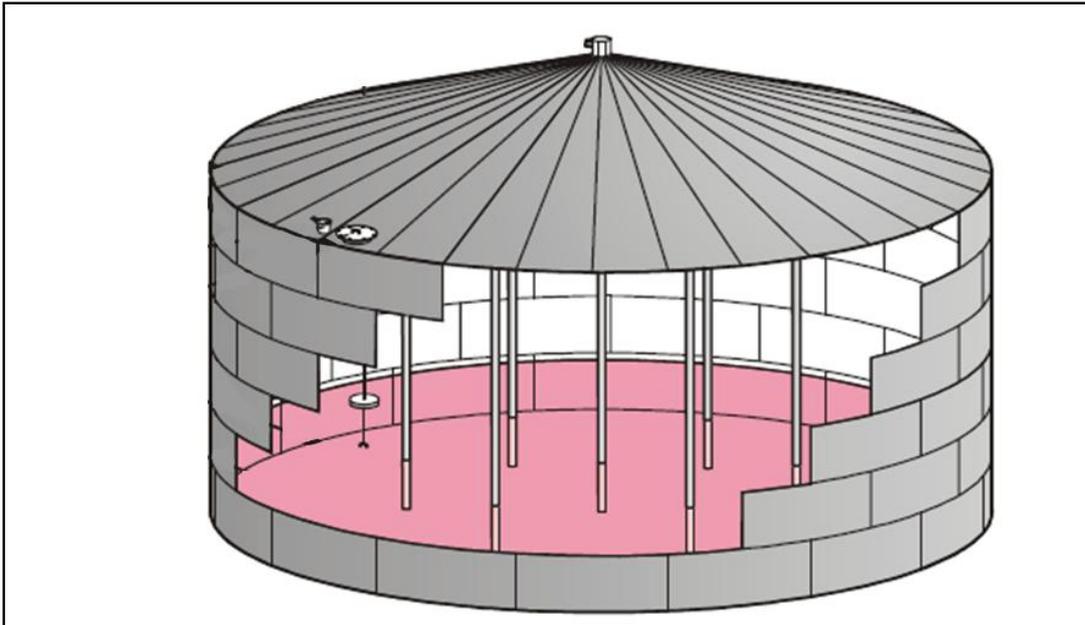


Figura 2.2. Tanque de techo cónico (Documentación del Factor de Emisiones para el AP-42 Sección 7.1, EPA.gov, 2007)

2) Tanques de Techo flotante.

Estos tanques tienen gran aceptación debido a que reducen las pérdidas por vaciado y llenado, esto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido. La pared y techo son de acero y su construcción es semejante a los ya mencionados. El techo flota sobre el líquido. La forma más simple de este tipo de tanque se representa en la Fig. 2.3.

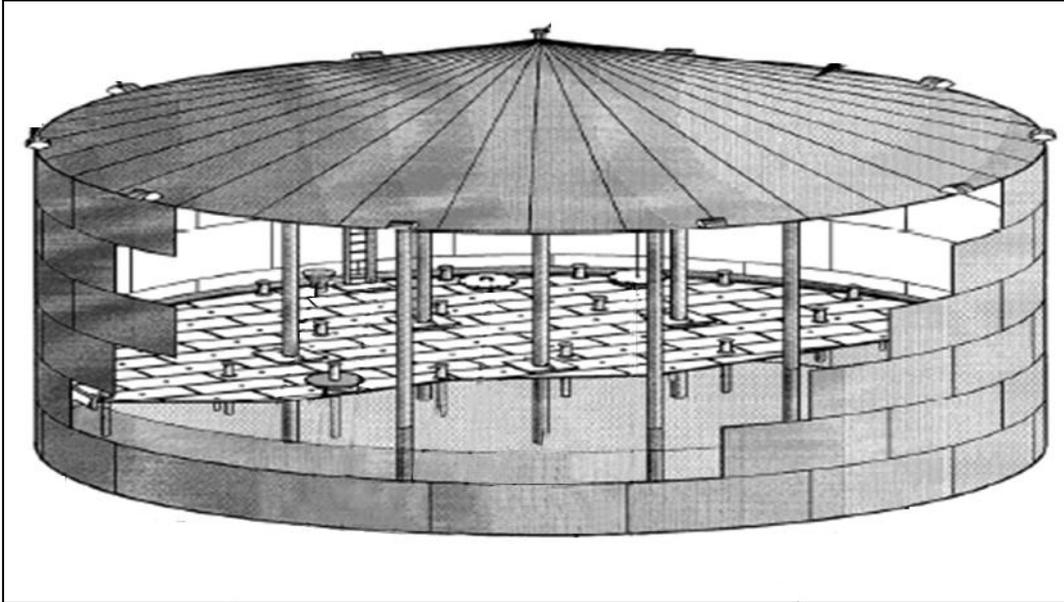


Figura 2.3. Tanque de techo flotante. (Documentación del Factor de Emisiones para el AP-42 Sección 7.1, EPA.gov, 2007)

Los tanques de pontones anulares y el de techo de doble capa, son algunas variantes de este tipo de tanques. La Figura 2.4 muestra los rasgos más importantes de éstos.

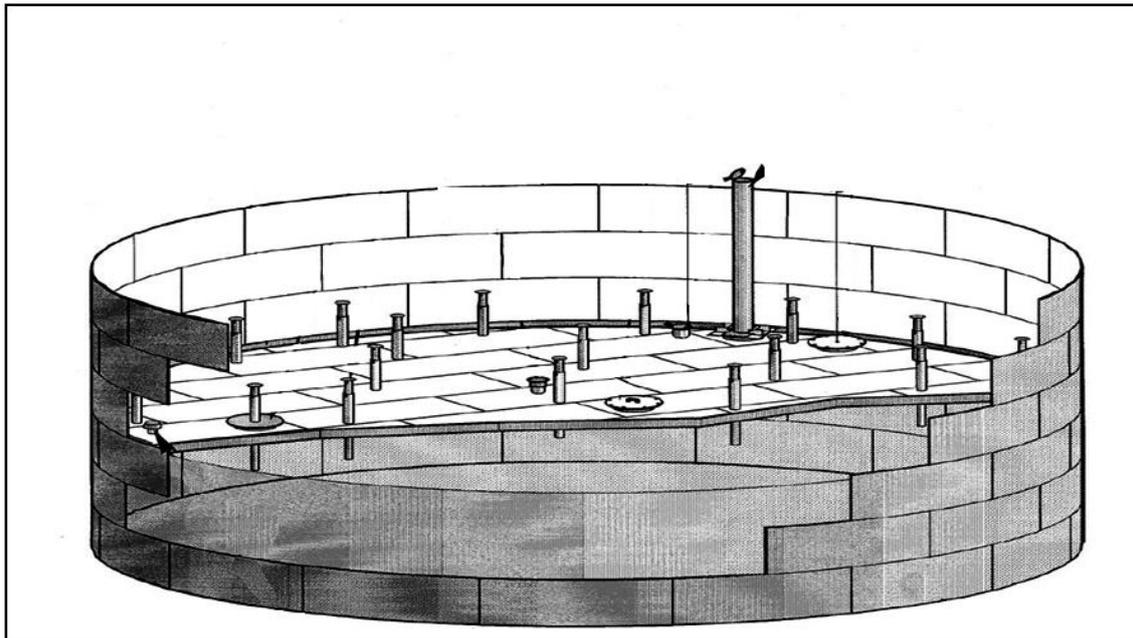


Fig. 2.4. Tanque de techo flotante de doble capa. (Documentación del Factor de Emisiones para el AP-42 Sección 7.1, EPA.gov, 2007)

El sello es de suma importancia especialmente en este tipo de tanques, pues el techo móvil favorece la fuga de vapores. El sello entre la pared y el

techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de resortes o contrapesos, con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del techo.

3) Tanques de almacenamiento a baja presión.

Se emplean para el almacenamiento de productos volátiles, cuya presión a la temperatura de almacenaje varía de 0.5 a 15 lb/pg². Pueden almacenar, crudos ligeros, naftas ligeras, pentano, etc.

2.3.2 Tanques de Almacenamiento para líquidos.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos son los dispositivos que permiten guardar la producción hasta que exista un mercado para su venta o bien hasta que se tenga sitio para su refinación. Mientras el almacenamiento se lleva a cabo, el control del producto almacenado es de suma y vital importancia.

La construcción de tanques de almacenamiento debe estar estrictamente apegada a normas establecidas por el A.P.I (American Petroleum Institute). El material del cual están contruidos, debe poseer características como: resistencia a la corrosión, al intemperismo, a la tensión, presión, etc. En la industria petrolera se han empleado tanques de diversos materiales, tales como: madera, plástico, concreto, aluminio y acero inoxidable. Se han construido de diversas capacidades y su construcción está en función del volumen que van a almacenar, entre otros aspectos. Los tanques de mayor uso son los de acero inoxidable, la coraza de estos tanques se construye con lámina de acero, que puede ser atornillada, remachada o soldada. La construcción del techo es similar al de la coraza. Las láminas pueden unirse en tres formas: **1)** a plomo, **2)** con soldadura y tornillos, **3)** con traslape telescopiado. La soldadura puede ser de dos tipos: vertical para resistir la presión hidrostática del tanque y horizontal para soportar compresión originada por el mismo peso del tanque. Básicamente existen tres tipos de techo: **1)** con cubierta de agua, **2)** flexible o de diafragma y **3)** flotante. El empleo del primero

persigue absorber el calor que por el ambiente el tanque adquiere y así mantenerlo a una temperatura menor que la ambiental, eliminando en cierta forma, las evaporaciones. El uso del segundo tipo de techo es debido a que éste se contrae y expande, cuando los vapores se condensan o se generan respectivamente. Dentro del tercer tipo existen variaciones como:

- a) Tipo sartén
- b) Tipo doble capa circular
- c) Con cubierta de pontones
- d) Con pontones distribuidos

Durante el diseño de un tanque y todos sus accesorios, se deben considerar condiciones extremas de presión y vacío. Las paredes de los tanques deben ser perfectamente herméticas de manera que se impida la formación de bolsas y la acumulación de líquido en su interior. Debe destinarse un volumen para líquido y otro para vapores, este último no debe exceder el 20% del volumen total del tanque. Cuando se trata de tanques nuevos y en aquellos en que se han reparado el fondo y la coraza es recomendable que el tanque sea sometido a una inspección. Debe considerarse un nivel de líquido máximo de llenado y un mínimo de vaciado. Los aditamentos que se encuentran en el techo y pared del tanque, se diseñarán a una presión no menor de aquella a la que se diseñan las válvulas de alivio; esto es, para presión y para vacío. Debe existir una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio a las válvulas, de manera que puedan contenerse dentro del tanque, los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del aceite. La presión máxima permisible para el espacio de vapores no debe exceder a 15 lb/pg² man. Todos los elementos que se encuentran bajo el nivel del líquido se diseñarán para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que estos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado.

La construcción y capacidad del tanque depende de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor. Los tanques que a continuación se mencionan son para almacenar líquidos a presión máxima de 15 lb/pg².

Existen dentro del almacenamiento de hidrocarburos líquidos, dos grandes clasificaciones de tanques superficiales.

A) Tanques de almacenamiento atmosféricos. Sus principales características son:

- Presión hasta 2.5 psi (libras sobre pulgada cuadrada).
- Tipo de Tanque de Almacenaje más común
- Usualmente protegido contra exceso de presión interna o vacío por el uso de válvulas de presión/vacío.
- Normalmente construidas de Acero, aunque algunas son de PVC o FRP (polímeros reforzados con fibras, por sus siglas en inglés)
- Construidas, instaladas y operadas dentro del alcance de ciertas Normas Estándar, como la API 650, API-12B y API-12D

B) Tanques de almacenamiento a baja presión. Sus principales características son:

- Diseño para presiones internas desde la atmosférica hasta 15 psi.
- Control más positivo sobre generación de vapor.
- Construido de Acero.
- Puede ser de FRP o PVC pero menos común.
- La Norma API-620 es una de las que aplica para sus construcción y diseño.

2.3.3 Tanques de Almacenamiento gas.

El gas es un producto invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos y derivados del petróleo. Su manejo y almacenamiento son de igual importancia que el de los hidrocarburos líquidos. Debido a que comparativamente el costo del gas con el del petróleo difiere sustancialmente, en muchas ocasiones la instalación de plantas y sistemas para el tratamiento

de este producto no se lleva a cabo debido a la magnitud de la inversión que esto representa.

Las siguientes consideraciones son aplicables al almacenamiento de gas Licuado Propano a temperaturas promedio de -5°C , esto se logra mediante sistemas de enfriamiento. Los tanques que generalmente se emplean para el almacenamiento de gas son por su forma: cilíndricos o esféricos, y su capacidad resulta pequeña comparada con los volúmenes de aceite crudo, que se puede almacenar.

La selección del material del cual será construida cada parte del tanque se lleva a cabo por especificaciones internacionales y son propias y exclusivas para cada elemento del mismo. Como en el caso de almacenamiento de líquidos, el principal material empleado es el acero.

Además de la coraza, techo y fondo del tanque, este posee equipo adicional como: boquillas, registro de hombre (son accesorios instalados en el primer anillo o techo de los tanques atmosféricos; los cuales normalmente van soldados con tapa bridada y sirven para tener acceso al interior del tanque), placas reforzadas, anillos, barandales, guías para construcción, etc. Cuenta, además con dispositivos de control de presión e incendios⁹.

2.4 Propiedades del gas natural.¹⁰

Como antecedente a esta parte es necesario conocer sobre el factor “Z”, para entender cómo se comportará el gas que se pretende recuperar en los tanques. El factor de compresibilidad se define como la razón de volumen realmente ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía si fuese perfectamente ideal. Para un gas ideal, el factor de compresibilidad “Z” es igual a uno, para todas las temperaturas y presiones. Para el caso de los gases reales el factor de compresibilidad suele cambiar como función de ambas variables, y su desviación de la unidad es un índice del comportamiento ideal.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \dots\dots\dots(1.1)$$

De acuerdo a la Figura 2.5, el factor de compresibilidad no es constante; éste varía con cambios en la composición, presión y temperatura. A bajas presiones, la distancia entre las moléculas es considerable, y el factor de compresibilidad tiende a uno, comportándose como un gas ideal. A presiones intermedias, existe atracción molecular lo cual hace que el volumen real sea menor que el ideal y el factor de compresibilidad sería menor a uno, y a presiones altas las fuerzas repulsivas actúan, es decir, el volumen real es mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es mayor a uno.

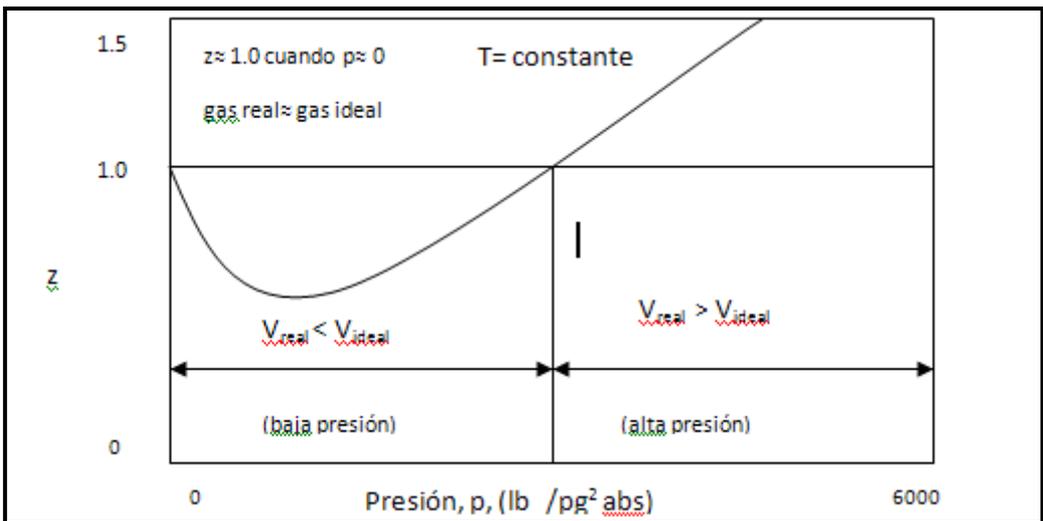


Figura 2.5 Forma típica del factor de compresibilidad “Z” en función de la presión a temperatura constante (Rodríguez Nieto. Apuntes de clases).

En varios estudios experimentales de gases reales o puros como el metano, etano y propano, éstos mostraron una relación entre sus factores de compresibilidad, “Z”, la presión y la temperatura; se puede ver que las isotermas del factor de compresibilidad son muy semejantes, esto debido a la ley de estados correspondientes que establece: “*Todos los gases reales se comportan similarmente (por ejemplo el factor Z) cuando son analizados en función de la presión reducida, volumen reducido y temperatura reducida*”¹⁴.

Esta ley es más exacta si los gases presentan similares características moleculares, dentro de la ingeniería petrolera los gases que se manejan presentan características moleculares semejantes; es decir, están primariamente compuestos de moléculas de la misma clase de compuestos orgánicos conocidos como hidrocarburos parafínicos.

Además este principio puede ser aplicable a una mezcla de gases debido al hecho de que el factor de compresibilidad es una función universal de la presión reducida y la temperatura reducida, razón por la cual *Kay en 1936* introduce el concepto de valores pseudocríticos para una mezcla (llamadas Reglas de mezclado) en vez de los valores críticos de los hidrocarburos; así como él, hubo otros que hicieron grandes contribuciones en esta área como: *Steward en 1958*, *Standing y Katz en 1942*, *Yarborough*, *Dranchunk en conjunto con Purvis y Robinson en 1974*, y el método para el cálculo de *Z* a presiones altas ($p > 5000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y densidades mayores o iguales que 0.7) desarrollado por *Hall K. R. y Yarborough*.

2.4.1. Factor de compresibilidad del gas

Dranchunk, Purvis y Robinson¹¹ en 1974, desarrollaron una correlación basada en la ecuación de estado de *Benedict-Wedd-Rubin* en 1940. Los 8 coeficientes de la ecuación propuesta se determinaron a partir de 1500 puntos localizados en la carta de *Standing¹²*, para el cálculo del factor de compresibilidad. Utilizando la correlación de *Standing¹²*, las ecuaciones 1.2 y 1.3 son para las condiciones pseudocríticas del gas:

Para gas seco:

$$\begin{aligned} T_{pc} &= 167 + 316.67 \gamma_{gf} \\ P_{pc} &= 702.5 - 50\gamma_{gf} \dots\dots\dots(1.2) \end{aligned}$$

Para gases húmedos:

$$\begin{aligned} T_{pc} &= 238 + 210 \gamma_{gf} \\ P_{pc} &= 740 - 100\gamma_{gf} \dots\dots\dots(1.3) \end{aligned}$$

Donde:

γ_{gf} es la densidad del gas libre.

T_{pc} y P_{pc} son la temperatura y presión pseudocríticas.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z:

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right] \left(1 + A_8 \rho_r \exp(-A_8 \rho_r) \right) \dots \dots \dots (1.4)$$

Donde:

T_{pr} es la temperatura pseudoreducida.

ρ_r es la densidad reducida

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}, \quad p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}, \quad \rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}}$$

Mientras que los coeficientes A_i son constantes con valores dados por:

$A_1 = 0.31506$	$A_4 = 0.5353$	$A_7 = 0.68157$
$A_2 = -1.0467$	$A_5 = -0.6123$	$A_8 = 0.68446$
$A_3 = -0.5783$	$A_6 = -0.10489$	

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener ρ_r , para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación anterior y se compara con el supuesto, si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de Z supuesto igual al valor de z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (se recomienda menor o igual a 0.001). Este procedimiento es para calcular Z a presiones menores de 5,000 [lb/pg² abs] y densidades relativas menores o iguales que 0.7.

2.4.2. Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.

Las propiedades pseudocríticas de gases que contiene cantidades apreciables de CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Standing-Katz¹², modificado por Wichert y Aziz¹³. La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste (ϵ_3) para calcular la presión y temperatura pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3 \dots \dots \dots (1.5)$$

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})\epsilon_3} \dots \dots \dots (1.6)$$

ϵ_3 se determina con base en las fracciones molares de CO₂ y H₂S de la siguiente manera:

$$\epsilon_3 (\text{°R}) = 120 \left[y_{CO_2H_2S}^{0.9} - y_{CO_2H_2S}^{1.6} \right] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4) \dots \dots \dots (1.7)$$

donde:

$y_{CO_2H_2S}$, Es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S.

y_{H_2S} , Es la fracción molar de H₂S.

2.4.3. Densidad del gas libre.

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g} \dots \dots \dots (1.8)$$

Donde B_g es el factor de compresibilidad del gas.

2.4.4. Densidad relativa del gas

Existen 3 tipos de densidades relativas del gas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato, es la del gas producido (γ_g).

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \dots\dots\dots(1.9)$$

donde:

n = número de etapas de separación.

γ_{gi} = gasto de gas a la salida del separador i [pies³ @ c.s./dia].

q_{gi} = gasto de gas a la entrada del separador [pies³ @ c.s./dia].

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz¹⁴.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ API + R_s * 10^6(0.6874 - 3.5864^\circ API) \dots\dots\dots(1.10)$$

Donde R_s es la relación de solubilidad del gas.

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \dots\dots\dots(1.11)$$

Donde:

$$W_g = R \left[\frac{pie^3_g @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right] q_o \left[\frac{bl_o @ c.s.}{día} \right] * 0.0764 \left[\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire} @ c.s.} \right] * \gamma_{gd} \left[\frac{\frac{lb_g}{pie^3_g @ c.s.}}{\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire} @ c.s.}} \right] \dots\dots\dots(1.12)$$

$$W_g = 0.0764 R q_o \gamma_g \dots\dots\dots(1.13)$$

$$W_{gd} = R_s \left[\frac{pie^3_{gd} @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right] q_o \left[\frac{bl_o @ c.s.}{día} \right] * 0.0764 \left[\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire} @ c.s.} \right] * \gamma_{gd} \left[\frac{\frac{lb_{gd}}{pie^3_{gd} @ c.s.}}{\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire} @ c.s.}} \right] \dots\dots\dots(1.14)$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} \dots\dots\dots(1.15)$$

$$W_{gf} = (R - R_s) \left[\frac{pie^3_{gf@ c.s}}{bl_o@ c.s} \right] q_o \left[\frac{bl_o@ c.s}{día} \right] * 0.0764 \left[\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire@ c.s}} \right] * \gamma_{gf} \left[\frac{\frac{lb_{gf}}{pie^3_{gf@ c.s}}}{\frac{lb_{aire}}{pie^3_{aire@ c.s}}} \right] \dots\dots\dots(1.16)$$

$$W_{gf} = 0.0764(R - R_s) q_o \gamma_{gf} \dots\dots\dots(1.17)$$

donde:

Wg = es el gasto másico total de gas producido en lbm/día.

Wgd = es el gasto másico del gas disuelto en lbm/día.

Wgf = es el gasto másico del gas libre en lbm/día.

Sustituyendo las ecuaciones 1.13, 1.15, 1.17 en la ecuación 1.11, tenemos:

$$0.0764R q_o \gamma_g = 0.0764R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764(R - R_s) q_o \gamma_{gf} \dots\dots\dots(1.18)$$

Resolviendo para γ_{gf} :

$$\gamma_{gf} = \frac{R\gamma_g - R_s}{R - R_s} \dots\dots\dots(1.19)$$

Donde:

R es la RGA (relación gas aceite)

R_s es la relación de solubilidad del gas.

γ_g , γ_{gd} son la densidad del gas y la densidad del gas disuelto, respectivamente

2.4.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.

Se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left[\frac{\delta V}{\delta p} \right]_T \dots\dots\dots(1.20)$$

Donde V, es el volumen que ocupa el gas.

Recordando la ecuación para gases reales:

$$pV=ZnRT.....(1.21)$$

Despejando V de la ecuación (1.21), tenemos: $V = nRT \left(\frac{Z}{p}\right)$

Derivando la ecuación (1.21) respecto a p para una T=cte, tenemos:

$$\left[\frac{\delta V}{\delta p}\right]_T = nRT \frac{p \left[\frac{\delta Z}{\delta p}\right]_T - Z}{p^2}$$

Al sustituir estas dos ecuaciones en la ecuación (1.20), tenemos finalmente la ecuación (1.22) que nos ayuda a calcular el valor del coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left[\frac{\delta z}{\delta p}\right]_T(1.22)$$

Para el caso de un gas ideal, sabiendo que el valor de z es una constante igual a la unidad, la derivada parcial de “z” con respecto de p, es igual a cero, entonces $c_g = 1/p$

2.4.6 Factor de volumen del gas.

Se define como el volumen de una masa de gas medida las condiciones de presión y temperatura de interés (condiciones de yacimiento), dividido por el volumen de la misma masa de gas expresada a condiciones estándar. De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825(T+460)Z}{p}(1.23)$$

Donde T es la temperatura del gas.

2.4.7 Viscosidad del gas

La viscosidad es la medida de la resistencia al flujo que ejercido por un fluido. Normalmente, la viscosidad está dada por unidades de centipoise. Un centipoise es 1gramo/100 centímetros* segundo. La viscosidad del gas

disminuye conforme la presión va disminuyendo, ya que las moléculas se separan cada vez más y el movimiento de éstas es más fácil. En 1966 Lee, González y Eakin presentaron una relación semi-empírica (generalmente conocida como la correlación de Lee), con la cual calculan la viscosidad del gas en términos de la temperatura del yacimiento, densidad del gas y el peso molecular, dada por:

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp \left[X \left[\frac{\rho_g}{62.428} \right]^Y \right] \dots \dots \dots (1.24)$$

Donde μ_g es la viscosidad del gas y K, Y y X se calculan con las siguientes expresiones:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)}; \quad Y = 2.4 - 0.2X; \quad X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf}$$

2.4.8 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes.

La viscosidad del gas natural corregida, se calcula con la ecuación:

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \dots \dots \dots (1.25)$$

Donde cada uno de los términos se calculan con las siguientes expresiones:

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 * 10^{-3} \log y_g + 9.59 * 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 * 10^{-3} \log y_g + 6.24 * 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 * 10^{-3} \log y_g + 3.73 * 10^{-3})$$

Es importante conocer las propiedades del gas natural, ya que el tema principal de las tesis es la recuperación del mismo y de las fracciones ligeras que se evaporan en las cúpulas de los tanques de almacenamiento.

El primer problema que surge en relación con la determinación de las propiedades de los fluidos, es la carencia de análisis PVT apropiados de laboratorio. El análisis con el que se cuenta generalmente es una separación diferencial, realizada a la temperatura del yacimiento, bajo condiciones de equilibrio; sin embargo, al pasar los fluidos a través de la tubería y escurrir por la línea de descarga, su temperatura disminuye y el gas liberado no es el que correspondería a condiciones de equilibrio, lo que acarrea un error. Para conocer a diferentes presiones y temperaturas las propiedades de los fluidos, se utilizan generalmente correlaciones cuando se trata de aceites negros, o bien, análisis composicionales cuando se trata de aceites volátiles y condensados¹⁵.

CAPÍTULO III
**PROBLEMÁTICA DEL VENTEO DE VAPORES A LA
ATMÓSFERA.**

Como ya se ha mencionado, el principal componente de los hidrocarburos venteados a la atmósfera en los tanques de almacenamiento es el gas natural, por lo que en el capítulo anterior se analizaron sus propiedades. En este capítulo se analiza la situación nacional y mundial de las pérdidas generadas en las baterías de separación, así como el análisis del mecanismo que propicia que los vapores se generen en los tanques de almacenamiento. También se analiza el uso de las unidades recuperadoras de vapor, así como el funcionamiento de cada una de ellas.

3.1 Situación nacional y mundial de las pérdidas por evaporación.¹⁶

El metano es el componente principal del gas natural y un potente gas de efecto invernadero cuando se libera a la atmósfera. Las emisiones de metano procedentes de los sistemas de petróleo y gas son el resultado, principalmente de las operaciones comunes, el mantenimiento rutinario, y las interrupciones del sistema. Estas emisiones pueden ser reducidas a un costo razonable mediante la mejora de las tecnologías o equipos que recuperen las emisiones y las reincorporen a las tuberías de producción, y de las prácticas de gestión y operaciones. La reducción de las emisiones fugitivas puede disminuir las pérdidas de productos, aumentar la seguridad en las áreas de trabajo, tener emisiones de metano más bajas, y aumentar los ingresos.

3.1.1 Principales causas de pérdidas por evaporación.

Las pérdidas por evaporación del petróleo crudo y sus productos, han sido por mucho tiempo una materia de interés en la industria petrolera. Con el paso de los años, las compañías han estudiado problemas específicos de las pérdidas y han tomado numerosos pasos para reducir las pérdidas por evaporación. Dichas reducciones, además, han ayudado a mantener la calidad en el producto y aumentar la seguridad.

3.1.1.1 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.

Las pérdidas por respiración, las cuales son comunes en la mayoría de los tanques, ocurren cuando el límite de la presión o el cambio de volumen en el espacio del vapor se exceden. Los tanques de almacenamiento de techo fijo a presión atmosférica diseñados para solo unas pocas libras de presión de agua, o vacío, sufren relativamente una gran cantidad de pérdidas por respiración. Un buen diseño, instalación y el mantener un espacio variable del vapor en los tanques y en los demás sistemas, podrían reducir la pérdida por respiración.

3.1.1.2 Perdidas por llenado.

Los vapores expulsados de un tanque de almacenamiento como resultado del llenado, independientemente del mecanismo exacto por el cual los vapores son producidos, se definen como perdidas por llenado. Durante el llenado, el levantamiento del nivel del líquido en el tanque, tiende a desplazar los vapores. El espacio variable de vapor en los tanques de almacenamiento y los demás sistemas están diseñados para almacenar la mayor parte, si no es que todo, de los vapores desplazados; independientemente de que el tanque de techo fijo no tenga tal disposición. En dicho tanque, el levantamiento del nivel de líquido tiende a comprimir los vapores, incrementando la presión dentro del espacio de vapor en el tanque hasta que la presión de venteo de la P-V (válvula de presión vacío, por sus siglas en inglés) en su punto de ajuste es excedida, causando el venteo al abrir y permitir el flujo. Las pérdidas por llenado de los tanques de techo fijo son usualmente más altas que las pérdidas por llenado de los tanques con espacio variable para el vapor.

3.1.1.3 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.

3.1.2. Emisiones de Metano en la Industria de Petróleo y Gas¹⁷

La producción, el procesamiento, la transmisión y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente de emisiones antropogénicas más grande de metano en todo el mundo; libera anualmente a la atmósfera hasta 88 mil millones de metros cúbicos o aproximadamente 1,200 millones de toneladas

métricas de equivalente de dióxido de carbono (MMTCO₂E) de gas metano. Aunque el gas natural es una fuente de energía limpia, las pérdidas de metano en los sistemas de gas natural son responsables del 18% de todas las emisiones de metano en el mundo. Las emisiones varían considerablemente de instalación a instalación, y en su mayoría, se relacionan con los procedimientos de operación y mantenimiento, así como con las condiciones del equipo.

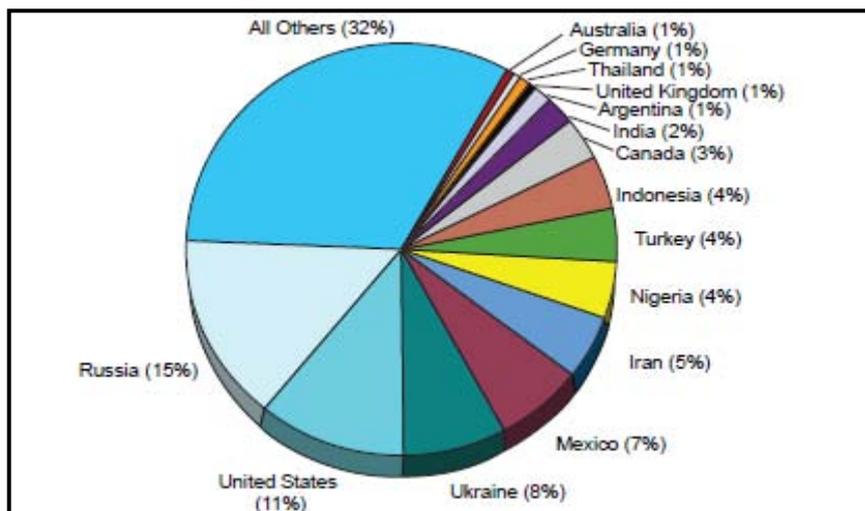


Figura 3.1. Estimación mundial de emisiones de metano de la industria del gas natural y el petróleo (www.epa.gov).

Como puede observarse en la figura 3.1, los países con mayor cantidad de emisiones de metano provenientes del sector de petróleo y gas son Rusia con el 15% del total mundial, Estados Unidos con el 11%, Ucrania con el 8%, y en menor proporción México e Irán con una participación del 7 y 5 % respectivamente. Los países participantes en M2M (Methane to Markets) producen el 57 % de las emisiones de metano de las operaciones de Petróleo y Gas a nivel mundial. La Asociación Methane to Markets (el metano a los mercados) es una iniciativa internacional que da paso a la rentabilidad a corto plazo de la recuperación de metano y su uso como fuente de energía limpia. El objetivo de la asociación es reducir las emisiones globales de metano con el fin de aumentar el crecimiento económico, fortalecer la seguridad energética, mejorar la calidad del aire, mejorar la seguridad industrial, y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

3.1.3. Emisiones de metano en la Industria de Petróleo y Gas en México.¹⁸

Las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (PICC) señalan que las actividades en la industria del petróleo y el gas natural, son consideradas como una de las importantes fuentes de emisión de metano; por lo cual, México al ser un país productor de petróleo y contar con una industria petrolera y de gas natural, se encuentra dentro del listado de países que emiten CH₄ a la atmósfera y ocupa el lugar número cuatro ya que sus emisiones para el año 2005 han sido estimadas en 77.2 MtCO₂E . Para el periodo 1996-2003 y de acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI), las emisiones de metano provenientes de la Industria de Petróleo y Gas natural en México pueden observarse en la tabla 1.

Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Producción de petróleo	20.04	22.26	22.64	21.83	22.69	23.29	23.15	24.76
Producción de gas	377.11	397.72	424.54	408.15	431.28	428.1	425.02	458.86
Venteo	1,303.3	1,342.5	1,404.6	1,424.1	1,369	1,327.6	1,299.1	1,335.6

Tabla 1. Emisiones de metano de la Industria de Petróleo y Gas Natural expresados en Gg. 1996-2003 (INEGEI).

La actividad combinada de desfogue a la atmósfera y la combustión en quemadores de tipo fosa y elevados (venteo) que se realiza en los campos productores de petróleo y gas, es considerada como la fuente principal de emisiones de metano en la industria petrolera nacional.

3.1.4. Beneficios de la Reducción de Emisiones de Metano.¹⁹

Reducir las emisiones de metano proporciona muchos beneficios de energía, seguridad, así como económicos y ambientales. En primer lugar, debido a que el metano es un gas de efecto invernadero potente y tiene una vida atmosférica corta, su reducción puede producir importantes resultados a corto plazo. Además, el metano es el constituyente principal del gas natural. Por lo tanto, la recolección y utilización del metano provee una valiosa fuente de energía de combustión limpia que mejora la calidad de vida en las comunidades locales y puede genera beneficios económicos. Producir energía a partir del metano recuperado también puede evitar el uso de recursos de mayor emisión de energía, como la madera, el carbón o el petróleo. Esto puede reducir las emisiones de CO₂ provenientes de los usuarios finales y las plantas generadoras de energía, y también las emisiones de otros contaminantes del aire como el dióxido de azufre (uno de los mayores causantes de la lluvia ácida), partículas (una fuente de problemas para la salud) y otros rastros de contaminantes peligrosos en el aire. Capturar el metano de las minas de carbón también puede mejorar las condiciones de seguridad al reducir los riesgos de explosión. En el caso específico del sector de petróleo y gas, los beneficios de reducción de emisiones de metano son:

- Incremento de eficiencia energética
- Reducción de desperdicio de combustible
- Incremento de utilidades y reducción de costos
- Mejora en seguridad industrial y productividad
- Mejora en la calidad de aire y reducción de olores
- Reducción de emisiones corporativas de gases de efecto invernadero. Es decir las emisiones que generan las empresas.
- Acceso a posibles créditos de carbono
- Avances en metas de desarrollo sustentable, como la implementación de un equipo no convencional para la recuperación de emisiones de metano a la atmosfera.

3.1.5. Oportunidades de recuperación y uso.²⁰

En los sistemas de petróleo y gas natural se pueden reducir las emisiones de metano actualizando las tecnologías o el equipo y mejorando las prácticas administrativas así como los procedimientos de operación. En general, las oportunidades de reducción de emisiones de metano se clasifican en tres categorías. Actualizaciones de tecnologías o equipo, como válvulas reguladoras de baja emisión que reducen o eliminan los escapes de los equipos o las fugas de emisiones. Mejoras en las prácticas de administración y en los procedimientos de operación para reducir los escapes. Como la detección de fugas y los programas de medidas que aprovechen las mejoras en tecnologías de medición o reducción de emisiones.

La figura 3.2, muestra la gama de oportunidades para reducir emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del gas natural. Por ejemplo, en referencia a la producción de petróleo, una estrategia es la instalación de Unidades de Recuperación de Vapor (VRUs) en tanques de almacenamiento o medidores de crudo, ya que los vapores que se desprenden del crudo en los tanques de almacenamiento normalmente se ventean a la atmósfera. Las VRUs recuperan dichos vapores para utilizarse como combustible o para incorporarlos al gas de venta.

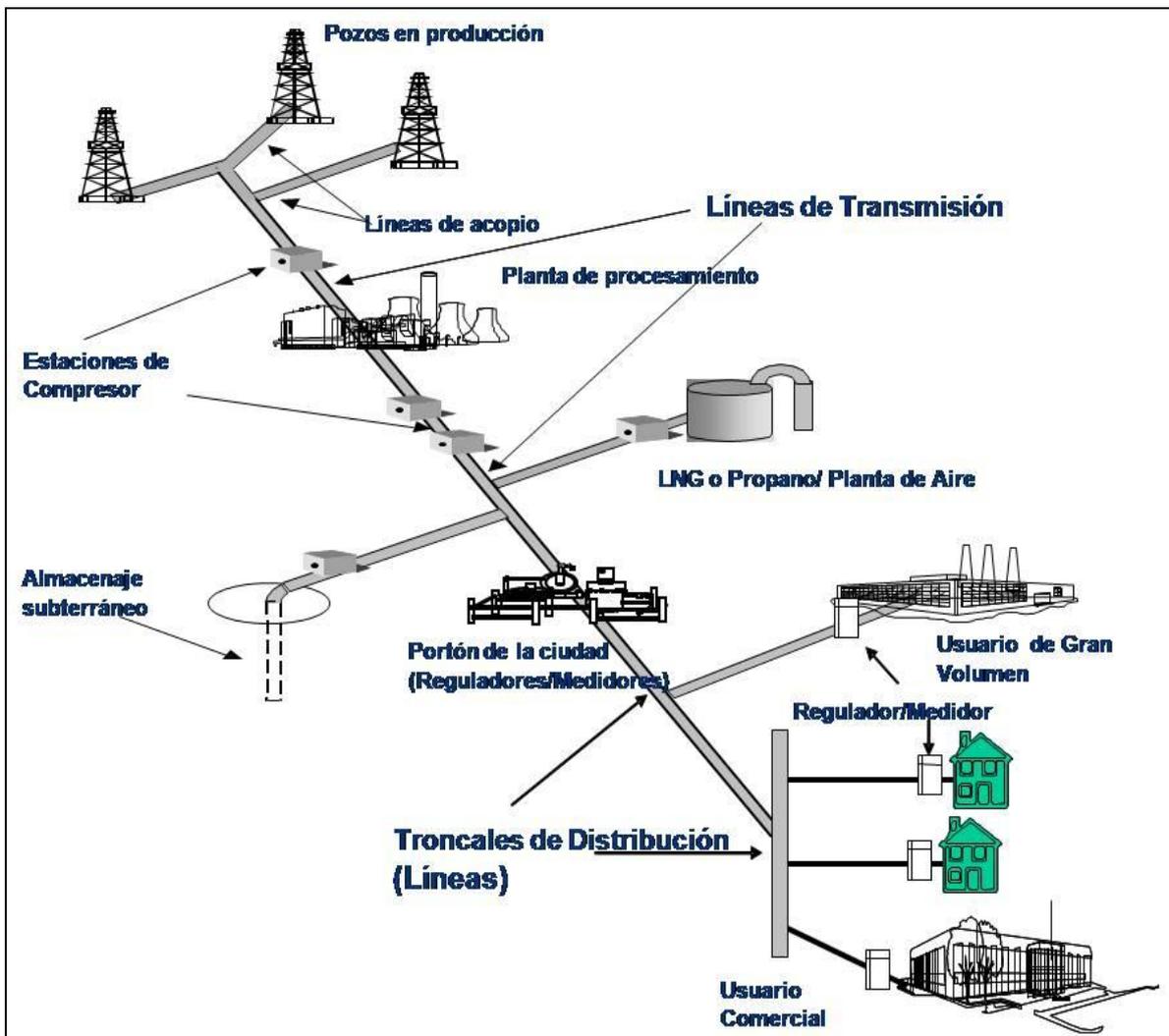


Figura 3.2. Gama de oportunidades para reducir emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del gas natural. (www.pemex.com)

Específicamente las actividades que pueden llevarse a cabo en cada uno de los procesos son las siguientes:

a) Producción y Procesamiento de Gas Natural

- Mejoras en la Terminación de pozos
- Bombas de émbolo en pozos de gas
- Identificar, medir y reducir emisiones fugitivas
- Instalar tanques flash en deshidratadores

b) Transporte de Gas Natural

- Detectar, medir y reparar fugas en estaciones de compresión y gasoductos
- Utilizar gas proveniente de vaciado de líneas

- Reemplazo de dispositivos neumáticos operados a gas
 - c) Distribución de GN**
- Técnicas mejoradas de vaciado y paro de gasoductos para minimizar el venteo.
 - d) Producción de Petróleo**
- Instalar unidades de recuperación de vapores VRUs en tanques de almacenamiento de petróleo.
- Redireccionar el gas perdido a dispositivos de recuperación para su recuperación, uso o venta.

Las oportunidades de reducción de emisiones de metano a costos razonables en el sector de petróleo o gas varían enormemente de país a país, según los niveles de infraestructura física e institucional. No obstante, muchas de las opciones y tecnologías disponibles de reducción a un costo razonable pueden aplicarse universalmente en toda la industria del petróleo y gas. Por ejemplo, los programas dirigidos de inspección y mantenimiento (DI&M, por sus siglas en inglés) identifican las mayores fuentes de fugas de metano y permiten la reparación de las mismas de manera más precisa y eficaz y a un costo razonable. Estos programas DI&M pueden aplicarse a las operaciones de procesamiento, transmisión y distribución de gas en cualquier país. En aquéllos con infraestructura de petróleo y gas a gran escala, como Rusia y Estados Unidos, la aplicación amplia de estos programas podría generar una reducción importante de las emisiones de metano, así como ahorros de gas.

3.2. Unidades Recuperadoras de Vapor (VRU).²¹

3.2.1. Definición.

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.²²

Se ha calculado una pérdida anual de 1,700 millones de pies cúbicos (Bcf) de metano de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México. 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. Como se ha mencionado anteriormente las pérdidas de vapores son principalmente una función del gasto del petróleo, la gravedad y de la presión del separador de gas-petróleo.



Figura 3.3. Principales fuentes de venteo a la atmósfera. (Taller de Transferencia de Tecnología PEMEX y Agencia de Protección Ambiental, EUA 25 de abril de 2006 Villahermosa, México)

La recuperación de vapor puede captar hasta el 95% de los vapores de hidrocarburos de los tanques. Así mismo los vapores recuperados tienen un mayor contenido calórico que el gas natural de calidad de gasoducto. 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 valioso líquidos de gas natural.

Existen en el mercado diversas Unidades Recuperadoras de Vapor (VRU), dentro de las cuales se encuentran las convencionales y con eyector Venturi (EVRU) o Chorro de vapor.

3.2.2. 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 son nuevos en este mercado. 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 está 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.

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.

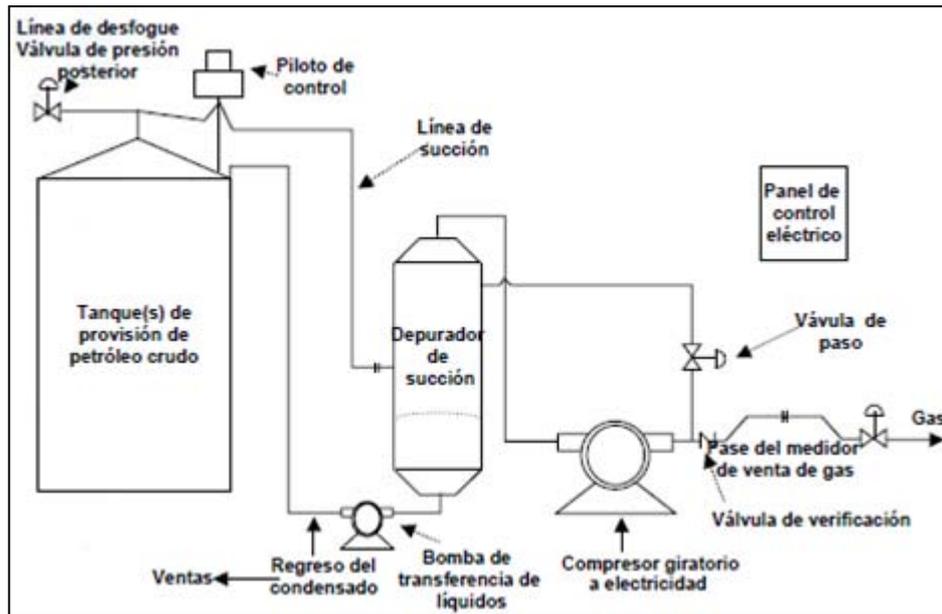


Figura 3.4. Esquema de una unidad recuperadora de vapor tipo convencional (Instalación de unidades de recuperación de vapores en tanques de almacenamiento de petróleo, www.epa.gov.usa)

En diferentes países del mundo, las diferentes compañías, se han integrado a las campañas por reducir las emisiones de gases hidrocarburos a la atmosfera, en especial el metano, que es uno de los principales gases invernadero.



Figura 3.5. Unidad Recuperadora de Vapor instalada en el campo. (Taller de Transferencia de Tecnología PEMEX y Agencia de Protección Ambiental, EUA 25 de abril de 2006 Villahermosa, México)

3.2.3. Unidades de recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU) o Chorro de vapor²³.

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.

En la Figura 3.6 se muestra un esquema de la EVRU. El elemento central es un sistema eyector que opera con el principio de Venturi. El EVRU contiene el flujo de las válvulas de seguridad, mecanismos de control de flujo, sensor de presión, y los dispositivos de detección de temperatura que permiten que el sistema pueda funcionar bajo diferentes tasas de flujo de ventilación de gas. 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.

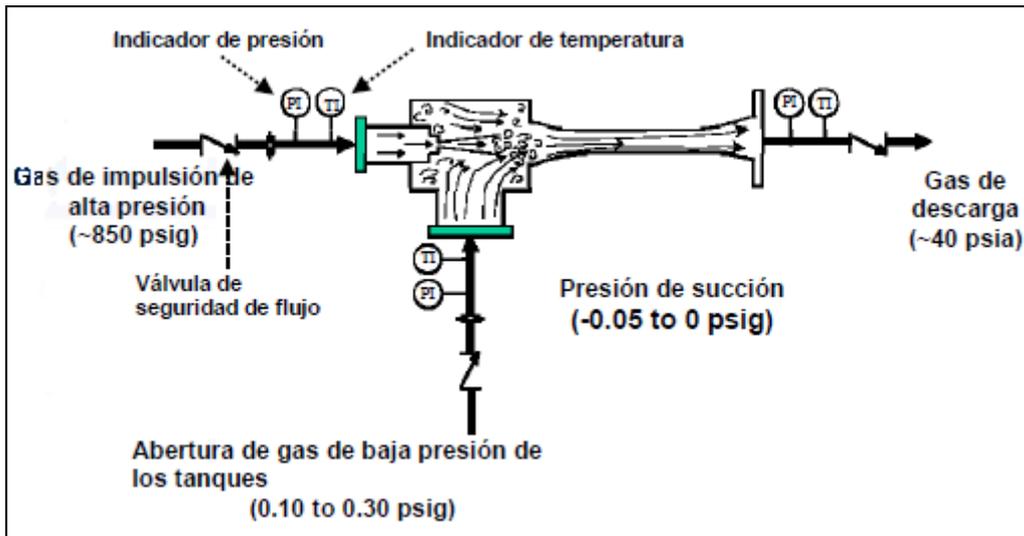


Figura 3.6. Esquema del eyector principal de la EVRU. (www.epa.gov.usa)

En las instalaciones existen líneas de flujo de gas natural deshidratado a alta presión, las cuales suministran el gas motriz. Un sensor de presión controla la presión del gas motriz, su señal de salida controla la válvula y el regulador que mantiene el flujo de gas a la presión de diseño (generalmente van de 600 a 850 libras por pulgada cuadrada, [psig]). El gas motriz fluye a través de un orificio Venturi situado en una cámara de mezclado, y crea una presión diferencial dentro de la bomba de chorro de la EVRU. La cámara de mezclado contiene un puerto que permite a los gases venteados de baja presión, (0,1 a 0,3 psig) ser elaborados en la cámara, debido al vacío parcial creado por el gas motriz que se expande a través de la boquilla del eyector. La baja presión del gas de venteo almacenado en la cámara de mezclado del eyector se combina con el gas motriz, y sale del eyector a una línea de descarga de presión intermedia (es decir, menor que la del gas motriz de la entrada, pero mayor que el gas de baja presión almacenado en la cámara de mezclado). Los gastos de gas motriz para el venteo de gas, normalmente oscila desde 3.7 hasta 5.7 scfm / scfm o de 2,0 a 3,0 lb / lb.

En las pruebas de campo, una tubería transporta el gas de descarga a un compresor de refuerzo que comprime el gas para satisfacer las especificaciones de gas natural a alta presión. La presión de descarga y los

sensores de temperatura ayudan a los operadores con el control de mezclado del líquido a la salida del eyector. En todos los procesos donde haya flujo se cuenta con los dispositivos de seguridad para evitar el flujo de retorno (por ejemplo, en los tanques) y el exceso de presurización de todos los componentes corriente arriba de los dispositivos de flujo de seguridad. Las válvulas de aislamiento de presión y temperatura (no se muestra en la figura) se proporcionan en todos los procesos de flujo para reemplazar o reparar los sensores de flujo.

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.

La misma idea del eyector se puede usar pero con la diferencia de que el fluido motriz es agua y no gas como era el caso anterior. El principio de funcionamiento se observa en las figuras 3.7 y 3.8. 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

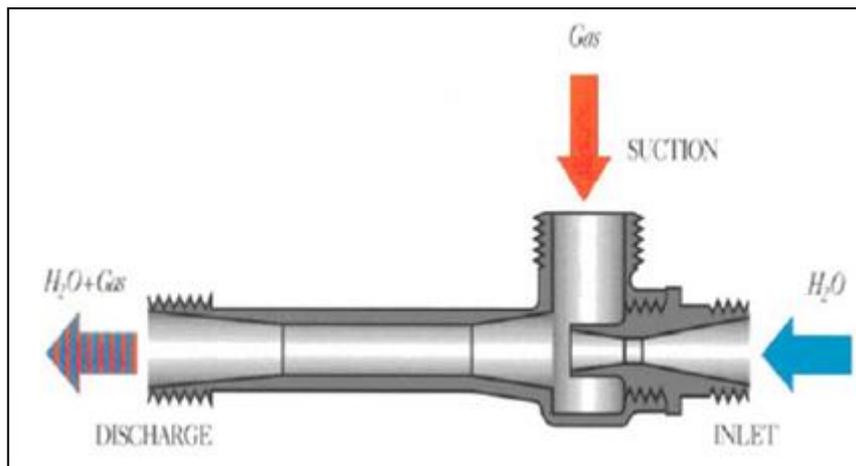


Figura 3.7. Diseño de la bomba de chorro. (www.epa.gov.usa)

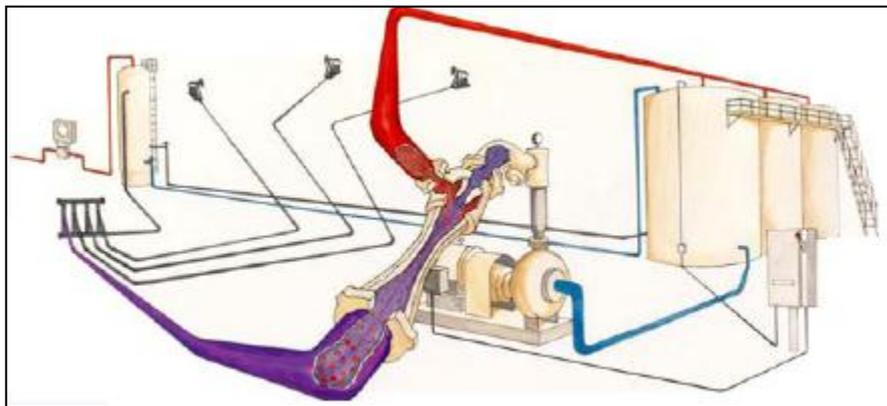


Figura 3.8. EVRU en operación. (www.epa.gov.usa)

3.3. Cálculo de las pérdidas por evaporación²⁴.

Las ecuaciones de modelos de emisión de la EPA (Agencia de Protección al Ambiente, por siglas en inglés) para tanques de almacenamiento constituyen uno de los mejores ejemplos de modelos mecanísticos. Se han desarrollado modelos de emisiones tanto para tanques de techo fijo como para tanques de techo flotante. En el modelo de tanques de almacenamiento de techo fijo se aplican entre otros, principios de transferencia de calor a las pérdidas por respiración en el modelo.

3.3.1 Tanques de techo fijo

Los dos tipos de emisiones más significativas de los tanques de almacenamiento de techo fijo son las pérdidas en reposo denominadas también pérdidas por respiración- y las pérdidas en operación. Las primeras consisten en la expulsión de vapor del tanque debidas a la expansión y la contracción del vapor, que son resultado de los cambios en la temperatura y en la presión barométrica. Estas pérdidas se presentan sin ningún cambio en el nivel del tanque. La pérdida combinada por el llenado y el vaciado se conoce como pérdida en operación. La evaporación durante las operaciones de llenado es resultado de un aumento en el nivel del líquido en el tanque. A medida que el nivel del líquido aumenta, la presión dentro del tanque rebasa la presión de alivio y se expulsan vapores del tanque. La pérdida evaporativa durante el vaciado del líquido se presenta cuando el aire arrastrado hacia el tanque durante la remoción del líquido se satura con vapores orgánicos y se expande, excediendo así la capacidad del espacio de vapor.

Las emisiones de los tanques de techo fijo varían en función de la capacidad del contenedor, la presión de vapor del líquido almacenado, la tasa de utilización del tanque y las condiciones atmosféricas del lugar donde se encuentra el tanque. A continuación se resumen las ecuaciones del modelo de emisión. Las ecuaciones detalladas pueden encontrarse en el documento AP-42, Sección 7.1 (U.S.A. EPA, 2002).

Las pérdidas totales de emisión en los tanques de techo fijo son definidas como:

$$LT = LS + LW \dots\dots\dots(3.1)$$

donde:

LT =pérdidas totales, lb/año

LS =pérdidas en reposo, lb/año

LW =pérdidas en operación, lb/año.

Donde cada término del lado derecho de la ecuación 3.1 están dadas por:

Pérdidas en reposo (respiración):

$$LS = 365 VV \cdot WV \cdot KE \cdot KS \dots\dots\dots (3.2)$$

donde:

VV =volumen del espacio de vapor, ft³

WV =densidad del vapor, lb/ft³

KE =factor de expansión del espacio del vapor, adimensional

KS =factor de saturación del vapor venteado, adimensional

Pérdida en operación:

$$LW = 0.0010 MV \cdot PVA \cdot Q \cdot KN \cdot KP \dots\dots\dots (3.3)$$

donde:

MV =peso molecular del vapor, lb/lb-mol

PVA =presión del vapor a la temperatura promedio diaria del líquido, lb/pulg² absoluta

Q =flujo neto anual, bbl/año

KN =factor de perdida por trabajos de vaciado, adimensional.

Para vaciados > 36, KN= (180 + N)/6N

Para vaciados ≤ 36, KN=1; N= numero de vacios por año (año)⁻¹

KP =factor de pérdida de producto en la operación, adimensional.
(0.75 para petróleos crudos, 1.0 para los demás líquidos orgánicos).

DESCRIPCIÓN DEL PARÁMETRO	VARIABLE	RADIO POR OMISION EN USA
Diametro del tanque	D	
Altura de la envolvente del tanque	H _S	
Altura del liquido en el tanque	H _L	
Pendiente del techo cónico en el tanque	S _R	0.0625
Radio del techo del tanque	R _R	Diámetro del Tanque (D)
Capacidad del tanque	V _{LX}	
Color de la pintura del tanque	Se utiliza para determinar a	
Condición de la pintura del tanque	Se utiliza para determinar a	

Absorción solar de la pintura del tanque	a	0.17 (p.ej., pintura blanca en buenas condiciones)
Presión preestablecida en la valvula de alivio del tanque	P_{BP}	0.03 psig
Presión de vacío preestablecida en la valvula de alivio del tanque	P_{BV}	-0.03 psig
Gasto o flujo del material	Q	
Peso molecular del vapor del material	M_v	Valores proporcionados de acuerdo a peso molecular de productos petroquímicos selectos
Presión de vapor del material a las temperaturas promedio máxima y mínima de la superficie del liquido	$P_{VA}, P_{VX}, P_{VN}, a$ $T_{I,A}, T_{I,X}, T_{I,N}$	Valores proporcionados de acuerdo a presión de vapor de productos petroquímicos selectos. Las correlaciones de la presión de vapor basadas en RVP (presión de vapor Reid) y S están disponibles para diversos petróleos crudos y productos refinados del petróleo
Presión de vapor Reid del material	RVP	Valores proporcionados para productos refinados de petróleo selecto
Presión de destilación del material	S	Valores proporcionados para productos refinados de petróleo selecto
Temperaturas ambiente locales diarias, máxima y mínima	T_{AX}, T_{AN}	Valores proporcionados para diversas localidades de EU
Factor de insolación total de la localidad	I	Valores proporcionados para diversas localidades de EU

Tabla 3.2. Tanques de techo fijo: parámetros requeridos y valores por omisión en E.U.A.

3.3.2. Tanques de techo flotante.

Las emisiones totales de los tanques de techo flotante son la suma de las pérdidas al extraer material y las pérdidas en el almacenamiento en reposo. Las pérdidas por extracción ocurren cuando baja el nivel del líquido y, por lo tanto, baja el nivel del techo flotante. Algo del líquido queda adherido a la superficie del tanque y es expuesto a la atmósfera. Estas pérdidas evaporativas ocurren hasta que el tanque esté lleno y la superficie expuesta quede cubierta nuevamente con el líquido. En los tanques de techo flotante interno, con techos

fijos soportados por columnas, los líquidos contenidos también se adhieren a éstas. Las pérdidas en el almacenamiento en reposo de estos tanques incluyen las pérdidas en la orilla del sello y las del ajuste del techo. Todas éstas pueden presentarse a través de muchos mecanismos complejos tales como la pérdida inducida por el viento; la pérdida por respiración debida a cambios de temperatura y presión; la pérdida por permeabilidad del material del sello; o la pérdida por el efecto de capilaridad del líquido. Para los tanques de techo flotante interno, las pérdidas en reposo también pueden incluir aquellas ocasionadas por las juntas en la plataforma, conforme al grado en que éstas no sean completamente herméticas. A continuación se resumen las ecuaciones del modelo de emisiones. Las ecuaciones detalladas, los cuadros de datos de apoyo y las figuras pueden encontrarse en el AP-42, Sección 7.1 (U.S. EPA, Febrero 1996). Las pérdidas totales por emisión de los tanques con techo flotante se definen como:

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F + L_D \dots\dots\dots(3.4)$$

donde:

L_T = pérdidas totales, lb/año;

L_R = pérdidas en la orilla del sello, lb/año;

L_{WD} = pérdidas al extraer material del tanque, lb/año;

L_F = pérdidas en el ajuste de la plataforma, lb/año

L_D = pérdidas en la junta de la plataforma, lb/año.

Donde cada término del lado derecho de la ecuación 3.4 están dadas por:

Pérdidas en la orilla del sello (L_R):..... (3.5)

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} \times v^n) \times (P_{VA}/14.7) [1 + (1 - P_{va}/14.7)^{0.5}]^2 \times D \times M_V \times K_C$$

(Nota: el término v^n se usa solamente para los tanques con techo flotante externo).

Pérdidas al extraer material del tanque (L_{WD}):

$$L_{WD} = (0.943 \times Q \times C \times W_L) \times (1 + N_c \times F_c) / (D_2) \dots\dots\dots(3.6)$$

Pérdida en el ajuste de la plataforma (LF):

$$LF = F_F \times M_V \times K_C \times (P_{VA}/14.7)/[1 + (1 - P_{va}/14.7)^{0.5}]^2 \dots\dots\dots(3.7)$$

Pérdida en la junta de la plataforma (LD):

$$LD = (K_D + S_D \times D^2) \times M_V \times K_C \times (P_{VA}/14.7)/[1 + (1 - P_{VA}/14.7)^{0.5}]^2 \dots\dots(3.8)$$

Donde:

K_{RA} =factor de pérdida en la orilla del sello a velocidad del viento igual a cero, lb-mol/pie×año

K_{RB} =factor de pérdida en la orilla del sello dependiente de la velocidad del viento, lb-mol/(mph)ⁿ pie×año

v =velocidad promedio del viento en el sitio del tanque, mph;

n =exponente de la velocidad del viento relacionado con el sello

P_{VA} =presión de vapor a la temperatura diaria promedio de la superficie, psia

D=diámetro del tanque, ft

M_V =peso molecular del vapor del líquido, lb/lb-mol

K_C =factor del producto (0.4 para aceites crudos, 1.0 para todos los demás líquidos orgánicos)

Q= flujo del material, bbl/año;

C= factor de adherencia, bbl/1000 ft²;

W_L =densidad del líquido, lb/gal;

N_c = número de columnas

F_c = diámetro efectivo de la columna, ft

F_F = factor de pérdida del ajuste entre el techo y la plataforma, lb-mol/año

K_D =factor de pérdida en la junta de la plataforma por unidad de longitud de la junta, lb-mol/ft año (0.34 para junta atornillada, 0.0 para junta soldada)

S_D =factor de longitud de la junta de la plataforma, ft/ft².

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE SOLUCIÓN.

En el capítulo anterior se analiza la manera en que funcionan las unidades recuperadoras de vapor convencionales, en este capítulo se analiza la factibilidad de implementar un equipo no convencional para la recuperación de los vapores generados en los tanques de almacenamiento.

4.1. Problemática²⁵.

Para llevar a cabo el proceso para la explotación de los hidrocarburos, es necesario manejar equipos de combustión interna en diferentes fases de dicho proceso, como la extracción con mecanismos neumáticos y mecánicos, la separación, bombeo y compresión de los hidrocarburos según sea el caso y por último el almacenamiento, produciendo emisiones a la atmósfera en cantidades importantes. Entre las principales fuentes de emisión de gases asociados a las instalaciones se encuentran: quemadores elevados, equipos de combustión interna, tanques de almacenamiento, válvulas, bridas y sellos. En algunas empresas se ha puesto mayor énfasis en el control de las emisiones en los últimos años ya que su impacto en la atmósfera ha rebasado las fronteras de donde son generadas y han influido en los parámetros de calidad del aire a nivel mundial.

Actualmente, empresas como Chevron, BP y PEMEX, cuantifican y registran los volúmenes anuales (ton/mes), de acuerdo a la fuente de generación de las emisiones, de tal modo que al cierre de cada año se conocen las emisiones de cada fuente, instalación y sector que las genera. Los compuestos a los que se hace referencia en este apartado son: Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Carbono (CO₂), Monóxido de Carbono (CO), Metano (CH₄), Compuestos Orgánicos Totales (COT'S) y Compuestos Orgánicos Volátiles (COV'S).

PEMEX, en el periodo 2004 a 2006, tuvo una generación total de 6, 878,577.02 ton., de emisiones contaminantes provenientes de los equipos de combustión interna, de quemadores industriales, tanques de almacenamiento y de las

válvulas, bridas y sellos en los sistemas de transporte de hidrocarburos. El comportamiento de las emisiones atmosféricas ha sido similar en esos tres años y en muchos casos se han disminuido las emisiones de algunos de los contaminantes, lo cual se refleja con más contundencia en los volúmenes de reducción del bióxido de carbono (CO₂). Esta reducción no es más que el reflejo de la disminución de la producción principalmente, aunado al cambio de equipos de combustión interna de mayor eficiencia.

En el 2004, el total de emisiones proveniente de los equipos de combustión interna, de los quemadores, tanques de almacenamiento y de las válvulas, bridas y sellos fue de 2,632,824.6 ton., en 2005 bajó hasta 2,213,833.7 ton., y para en 2006 se redujo nuevamente a 2,031,918.7 ton. Tal como se muestra en la figura 4.1.

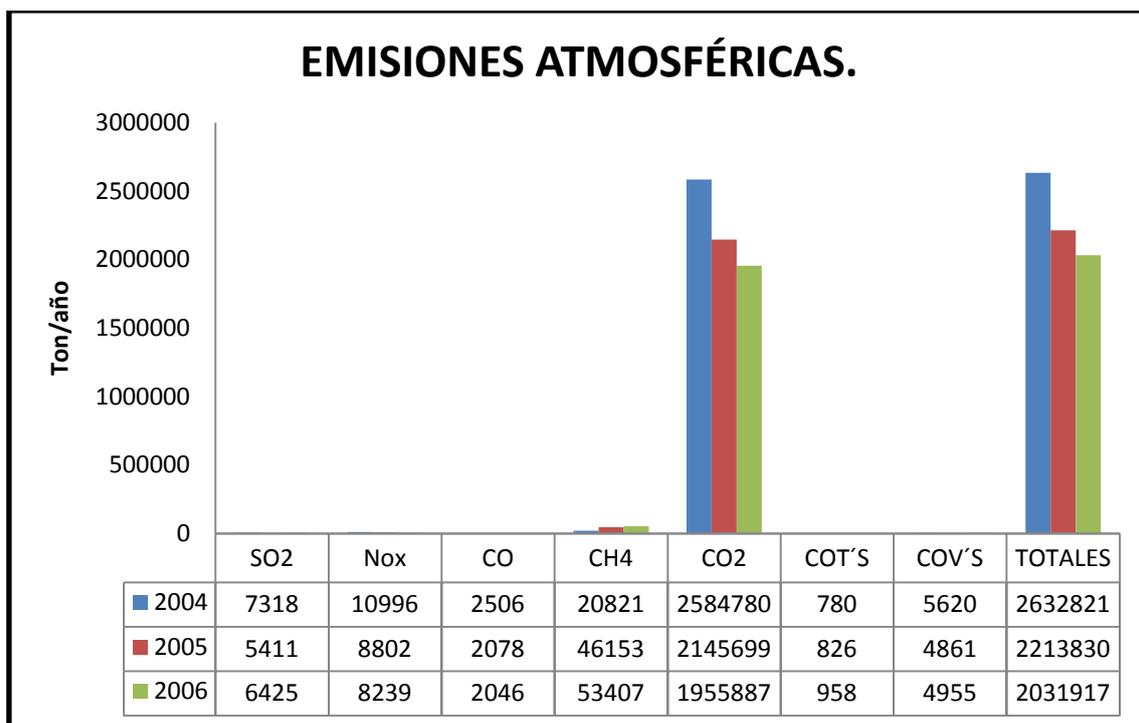


Figura 4.1. Principales emisiones atmosféricas de 2004 a 2006 (PEP 2006).

Para llevar las actividades de explotación de los hidrocarburos, es necesario manejar equipos de combustión interna en sus diferentes fases. Entre las principales fuentes de emisión de gases asociados a las instalaciones se encuentran: quemadores elevados, equipos de combustión interna, tanques de almacenamiento, válvulas, bridas y sellos.

El compuesto con mayor aportación a las emisiones contaminantes es el CO₂, proveniente principalmente de los quemadores así como de las maquinas de combustión interna. De acuerdo con información proporcionada por las empresas petroleras Halliburton y PEMEX, mencionan que para el año 2006, el CO₂ fue el componente que registró la mayor cantidad en volumen, representando cerca del 95% de las emisiones totales de la Región Sur de México, en segundo lugar estuvo el SO₂ y el CH₄ los cuales entre ambos alcanzaron el 3% aproximadamente.

Los altos consumos de combustibles en los equipos de combustión interna, ha provocado que el dióxido de carbono (CO₂) sea el contaminante con mayor aportación, y dentro de las causas donde se genera altos volúmenes de CO₂ se tienen en segundo lugar el gas que es enviado a quemador, principalmente por cuestiones operativas.

Otro tipo de emisiones contaminantes son los compuestos orgánicos volátiles (COV'S) también denominadas como emisiones evaporativas, las cuales provienen de la volatilización de los hidrocarburos en los tanques de almacenamiento principalmente y de las emisiones fugitivas (COT'S), provenientes de las válvulas, bridas y sellos. El comportamiento de estas se ve claramente ligada a la producción, ya que existe una relación directa, entre ambas variables, teniendo que a mayor producción, mayor el volumen de emisiones y viceversa.

En la tabla 4.1 se muestra a manera de resumen, los efectos que tienen algunas de los contaminantes más significativos producidos en las actividades propias de la exploración y producción de hidrocarburos.

Contaminante	Efectos al Medio Ambiente
CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> Efecto invernadero
SO ₂	El SO ₂ atmosférico puede oxidarse a SO ₃ por diferentes medios y reaccionar con la humedad del entorno (H ₂ O) para producir partículas de ácido sulfúrico (H ₂ SO ₄), las cuales se dispersan en el ambiente en forma de lluvia, llovizna, niebla, nieve y rocío dando origen a un proceso de acidificación de la tierra y cuerpos de agua, lluvia ácida.
H ₂ S	<ul style="list-style-type: none"> Lluvia ácida.
NO ₂	<ul style="list-style-type: none"> Lluvia ácida Efecto invernadero
PM-10	<ul style="list-style-type: none"> Interfieren en la fotosíntesis Deterioro en materiales de construcción y otras superficies.

Tabla 4.1. Principales contaminantes y sus efectos en el medio ambiente. (José Antonio Serna Murillo: "Investigación sobre acondicionamiento ambiental y sostenibilidad en las prospecciones petrolíferas")

En materia de emisiones a la atmósfera, PEMEX apuesta por el cambio de tecnologías, en especial por el uso de equipos de mayor eficiencia en la combustión, teniendo así menores porcentajes de contaminantes emitidos a la atmósfera. Es el caso del uso de los llamados quemadores ecológicos o de alta eficiencia, los cuales con respecto a los quemadores convencionales, reducen en un 20-30 %, los gases emitidos a la atmósfera. Esto ha permitido minimizar y controlar los riesgos en la operación, eficientar la combustión del gas de desfogues y mejorar la dispersión de las emisiones atmosféricas. Actualmente PEMEX ha construido y rehabilitado quemadores de alta eficiencia (Figura 4.2) en instalaciones de producción, que han sustituido la tecnología obsoleta e insuficiente para manejar los volúmenes de gas que no pueden ser procesados.



Figura 4.2. Quemador ecológico o de alta eficiencia(PEP, 2008)

Así se tiene que PEMEX ha realizado en los últimos años las siguientes acciones, mismas que han ayudado a reducir en un 22,8 % las emisiones a la atmósfera.

Año	% de Reducción	Principales acciones para disminución de emisiones a la atmósfera
2004-2005	15,9%	<ul style="list-style-type: none"> • Inicio de recuperación secundaria de la inyección de CO₂ en el algunos campos petroleros. • Envío de excedente de gas a los complejos procesadores de gas, evitando su quema.
2005-2006	8,22%	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de turbocompresores por equipos de mayor eficiencia. • Recuperación secundaria de la inyección de CO₂. • Cambio de recuperadores de vapor.
Total	22,8%	

Tabla 4.2. Principales acciones para disminución de emisiones a la atmósfera. José Antonio Serna Murillo: "Investigación sobre acondicionamiento ambiental y sostenibilidad en las prospecciones petrolíferas")

De los informes revisados, se determino que los principales indicadores para evaluar este punto, son las afectaciones y reclamaciones; estos dos parámetros afectan directamente a la economía de la actividad petrolera y se están viendo incrementados en los últimos años derivados de una sociedad cansada de los problemas causados por las actividades de la industria. Las principales causas de las demandas sociales se generan por la construcción de las obras nuevas y actividades de mantenimiento.

Por lo anterior, es importante considerar que dentro de cualquier metodología de evaluación o estrategia que se quiera realizar bajo el marco de responsabilidad social y a fin de conocer el entorno social en que se desarrollaran las actividades petrolíferas, se deberán contemplar los siguientes puntos:

- % de población económicamente activa por sector (población total, población económicamente activa, inactivos)
- % del sector económico (Primario, secundario y terciario)
- Número de afectaciones y reclamaciones de acuerdo al impacto del medio ambiente
- Costo de afectaciones por tipo de proyecto y activo
- Número de comunidades por activo con mayor índice de reclamaciones y afectaciones
- Número de mapas de riesgo antes de elaborarse los trabajos de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Del análisis realizado a los parámetros de control definidos, y concretando si las condiciones son las idóneas para establecer una estrategia que ayude a mejorar la calidad medio ambiental, se ha encontrado que algunos indicadores impactan mucho más que otros al medio ambiente y a la sociedad, y que esto ha disminuido de igual manera la rentabilidad de las empresas petroleras, ya que las mermas afectan de una manera directa sus utilidades.

Los costos por mantenimiento correctivo, consumo de energía, reclamaciones y afectaciones, agua y otros servicios, siniestros así como las quemaduras y venteos son los indicadores que conformaron el 80% de las mermas regionales para México durante el 2004 y 2005.

Este comportamiento muestra que este grupo de indicadores son los que deben ser atendidos con mayor urgencia en comparación con los demás, para acrecentar en un corto plazo las utilidades del negocio, sin necesidad de incrementar forzosamente la producción de hidrocarburos; es decir, si no puede tener más ingresos por la venta de sus productos, la única forma de tener mayores utilidades es mediante la reducción de costos o mermas derivadas de eventos o condiciones no planeadas o procesos no controlados.

Uno de los principales problemas que presentan los campos que producen aceite de alta gravedad API y también los que producen gas y condensando, es la presencia de grandes cantidades de gas en las instalaciones superficiales de producción, en especial en los tanques de almacenamiento de las baterías de separación. Se dice que es un problema, porque en ocasiones no se cuentan con las instalaciones adecuadas para el manejo de gas y se recurre a quemar el gas o en su caso es venteadado a la atmósfera. En cualquiera de los dos casos es un hecho que el daño ecológico que se genera es un problema que debemos solucionar, sobre todo por el escenario sumamente cambiante en que se encuentra nuestro clima, con una tendencia a incrementar la temperatura.

La principal actividad implementada en los activos de producción para evitar la liberación de vapores en los tanques de almacenamiento, es la de estabilizar el crudo en la medida de lo posible, esto se logra aumentando las etapas de separación y optimizando las presiones de separación. Es decir se replantea toda la forma en que se están procesando los hidrocarburos y se modifican las instalaciones superficiales de producción, dicho en otras palabras, se ataca el problema antes de que llegue a los tanques de almacenamiento. Sin embargo, y a pesar de los trabajos que se realicen, existirán evaporaciones en los tanques de almacenamiento, por lo que es necesario voltear a ver una alternativa viable que permita de alguna forma

recuperar los gases emanados en los tanques. No solo que permita recuperar los gases, sino que sea rentable y que a su vez se adecuado para las condiciones que se presente en los tanques de almacenamiento, entendiéndose por esto, que le permita al equipo que este recuperando los vapores tener una fuente de energía cercana, así como permitir el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para que siga operando en optimas condiciones.

Uno de los principales componentes de las instalaciones superficiales son los tanques de almacenamiento, como ya se ha visto con anterioridad en esta tesis, es por esto que se busca proteger la integridad de los mismos. Los accidentes asociados a los tanques de almacenamiento son de gran impacto para la industria petrolera, por eso es pertinente tenerlos en optimas condiciones y libres de toda sobre presión o presión negativa. Si llegan a alcanzar una presión muy elevada que sobre pase las dimensiones con las cuales fueron construidos el y no se cuenta con los equipos adecuados de desfogue, estaríamos en presencia de una bomba de tiempo que en cualquier momento puede estallar, caso contrario con el de las presiones negativas que llevaría al colapso a los tanques sometidos a dicha presión.

En la figura 4.3 se muestra un incendio en un patio de tanques, lo cual ocurre en ocasiones por no tener las adecuadas medidas de seguridad en los tanques, en este caso, en buen estado las válvulas de venteo y desfogue de los tanques.



Figura 4.3. Incendio en patio de tanques.(<http://www.dk1250.com>)

En la Figura 4.4 se muestra el daño ocasionado al tanque de almacenamiento debido a presión de vacío. A este fenómeno también se le conoce como implosión o inhalación térmica, porque se asocia a cambios en la temperatura ambiente, es decir los fluidos contenidos se someten a una temperatura menor a la ambiente lo que propicia una contracción de los mismos.



Figura 4.4. Colapso de tanque de almacenamiento debido presiones negativas (<http://cyvsa.com.mx/pdf/protecciondetanquesatmosfericos.pdf>)

La manera de evitar este tipo de problemas, es la colocación de una adecuada válvula de presión-vacío (dispositivo de protección instalado en los

tanques atmosféricos con techo fijo, diseñado para ventear vapores de hidrocarburos del tanque durante el llenado y admitir aire durante el vaciado del producto almacenado). El objeto es evitar daños en el tanque por la diferencia de presión positiva o negativa con respecto a la presión atmosférica. Las válvulas de presión-vacío (PV) deben ser recomendables para usarse sobre tanques atmosféricos para almacenar hidrocarburos cuyo punto de inflamación esté debajo de 38 °C (100 °F) y también en tanques que contengan petróleo calentado a una temperatura mayor a la de su punto de inflamación.

Se pueden utilizar venteos abiertos con dispositivo arrestador de flama en lugar de las válvulas de presión-vacío (PV) en tanques de almacenamiento de petróleo o sus derivados, cuyo punto de inflamación sea menor de 38 °C (100 °F) o en tanques para petróleo calentado arriba de su punto de inflamación. Se deberá tomar en cuenta el tipo y cantidad de las emanaciones o vaporizaciones que se generen en forma continua y si estas representan un riesgo para las instalaciones, el personal y el medio ambiente. Se deberá considerar el uso de válvulas de presión Presión-vacío (PV).

Se pueden utilizar venteos abiertos para suministrar la capacidad de ventilación en tanques de almacenamiento de petróleo o sus derivados cuyo punto de inflamación sea de 38 °C (100 °F) o mayor; en tanques calentados cuando la temperatura del petróleo almacenado sea menor que la de su punto de inflamación, en tanques con capacidad menor de 9458 litros (59,5 barriles ó 2500 galones) usados para almacenar cualquier producto y en tanques con una capacidad menor de 476910 litros (3000 barriles ó 126000 galones) utilizados para almacenar crudos.

En los casos de petróleos viscosos tales como petróleo de la parte inferior del yacimiento o asfalto deben ser ligados donde el peligro por colapso del tanque resultante del atascamiento de las paletas o del taponamiento del arrestador de flama es mayor que la transmisión de la flama hacia dentro del tanque. Se pueden utilizar venteos abiertos como una excepción de los requisitos de las válvulas presión-venteo (PV) o de los dispositivos arrestadores de flama.

La liberación de gases en las baterías de separación, provocado por el venteo de los hidrocarburos gaseosos acumulados dentro de los tanques, deteriora los equipos y también daña los suelos, el aire y en general el medio ambiente que nos rodea, por eso es importante mantener en la medida de lo posible un ciclo cerrado los hidrocarburos, es decir evitar que sean liberados a la atmosfera. La figura 4.5 muestra el daño ocasionado al tanque de almacenamiento, debido a la prolongada exposición de los hidrocarburos condensados provenientes de los gases venteados.



Figura 4.5. Tanque de almacenamiento dañado por la prolongada exposición al venteo de hidrocarburos.(PEP, 2008)

Existen diferentes maneras de atacar el problema de acumulación de gases hidrocarburos en los tanques de almacenamiento, a partir de la premisa de estabilizar el petróleo con diferentes etapas de separación y optimizando las presiones de separación de cada etapa, esto se logra conociendo las propiedades del fluido que se está produciendo, así como de las condiciones de presión y de temperatura del fluido.

Las unidades recuperadoras de vapor no convencionales, son una opción para resolver el problema de acumulación de gases en los tanques de almacenamiento y evitar ventearlos a la atmosfera. Debido a sus dimensiones

moderadas, fácil manejo y bajo costo de mantenimiento son ideales para casi cualquier tanque de almacenamiento.

4.2 Componentes del equipo de propuesto.

4.2.1 Compresores

Un compresor es una máquina de fluido que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido al fluido que pasa por él, convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir. En la Figura 4.6 se esquematiza la clasificación general de los compresores

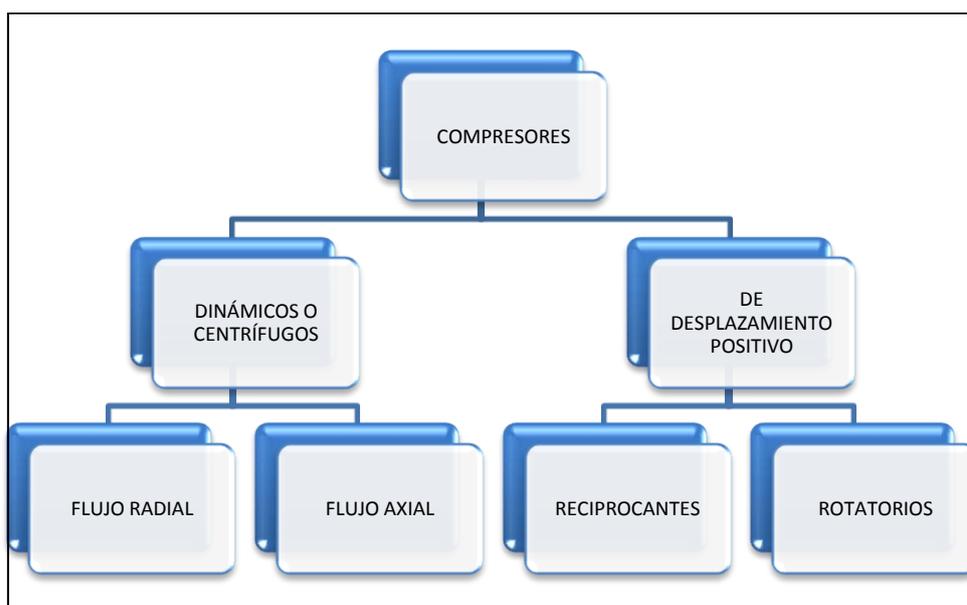


Figura 4.6 Clasificación de los compresores.

A continuación se describe brevemente las principales características de los diferentes compresores.

4.2.1.1 Compresores de tipo dinámico

En este tipo de compresores se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y luego, al recuperarla en forma

controlada, se produce el flujo y la presión deseada. Los compresores dinámicos son conocidos como compresores centrífugos. La compresión se puede presentar de dos formas:

- Flujo radial²⁷: también conocido como compresor centrífugo es el primer diseño empleado con éxito en las turbinas de gas. Está conformado por tres partes principales conocidas como rodete, difusor y múltiple de distribución, cada uno con una función específica en el proceso de compresión (Ver figura 4.7).

El gas entra al compresor cerca de su eje en dirección axial y es impulsado en forma radial por la fuerza centrífuga producida por el movimiento del rodete. El aire que sale radialmente y a gran velocidad del rodete, es tomado por el difusor donde la energía cinética del aire se transforma en energía potencial en forma de presión. El múltiple de distribución recoge el aire a presión y lo entrega a las cámaras de combustión.



Figura 4.7. Compresor dinámico de tipo radial (www.uamerica.edu.co).

- Flujo axial²⁷: el gas en un compresor axial, fluye en la dirección del eje del compresor a través de una serie de álabes móviles o álabes del rotor acoplados al eje por medio de un disco y una serie de álabes fijos o álabes del estator acoplados a la carcasa del compresor y concéntricos al eje de rotación. Cada conjunto de álabes móviles y álabes fijos forman una etapa del compresor (figura 4.8).

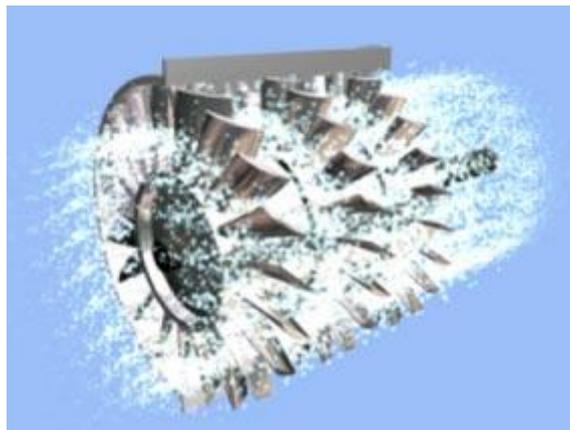


Figura 4.8. Compresor dinámico de tipo axial (www.uamerica.edu.co).

4.2.1.2 Compresores de desplazamiento positivo

En los compresores de desplazamiento positivo, la compresión del fluido es producida por el movimiento de un elemento desplazante. Los dos tipos de compresión de desplazamiento positivo son: la compresión recíproca y la compresión rotatoria.

1. Compresores rotatorios: En este tipo de compresores, el desplazamiento se lleva a cabo por una acción positiva de elementos rotativos. La compresión del gas se hace de manera continua, haciéndolo pasar a través de dos tornillos giratorios.

2. Compresores recíprocos: En este tipo de compresores, la compresión y el desplazamiento se hace a través de un pistón que se desplaza linealmente dentro de un cilindro. El funcionamiento básico se hace abriendo y cerrando válvulas que con el movimiento del pistón comprime el gas. En este sistema el aumento de la presión es mediante la reducción del volumen que ocupa el fluido. Este movimiento se hace gracias al uso de un motor incorporado.

4.2.2 Separadores⁸

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan para separar mezclas de líquido y gas. Estas mezclas se presentan en los campos petroleros por las siguientes causas:

- ❖ Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- ❖ Hay tuberías en las que aparentemente se manejan sólo líquidos o gas, pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen se termina por tener flujo de dos fases.
- ❖ En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos a las compresoras o a los equipos de procesamiento en cantidades apreciables.

Las principales razones por las cuales es importante efectuar la separación de fluidos son:

1. En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado, una cantidad considerable de aceite ligero es arrastrado por el flujo del gas y es quemado, ocasionando grandes pérdidas si tomamos en cuenta que el aceite ligero es el de mayor valor comercial.

2. Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

3. El flujo del gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso como glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor comercial considerable. Un separador por lo general está dividido en cuatro secciones: sección primaria, sección secundaria, sección de extracción de niebla y sección de almacenamiento del líquido.

La separación en la sección primaria se realiza en un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección de flujo se puede efectuar con una

entrada tangencial de fluidos al separador, o bien, instalando una placa desviadora a la entrada en este caso es recomendable cuando tenemos grandes producciones de líquidos.

La sección secundaria separa la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por gravedad. En algunos diseños se usan veletas o aspas alineadas para reducir la turbulencia y para coleccionar las gotas de líquido.

La sección de extracción de niebla separa las gotas más pequeñas de líquido que pueda contener el gas que no se lograron separar en las anteriores secciones. En esta parte se utiliza el efecto de choque y/o fuerza centrífuga como mecanismos de separación.

La sección de almacenamiento como su nombre lo indica, almacena y descarga el líquido separado de la corriente del gas. Esta parte está constituida por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. En la figura 4.9 se presenta un esquema de un separador vertical con las partes básicas que contiene.

4.2.2.1 Clasificación de separadores

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases o tres.

Los separadores convencionales son aquellos separadores de dos fases (gas y líquido) en cualquiera de sus tres tipos: horizontales, verticales o esféricos.

Un separador vertical es recomendado para pozos que contienen altas cantidades de arena, lodo o cualquier material sólido. En estos separadores se tiene un mayor control de líquidos ya que se puede colocar un flotador verticalmente. Estos separadores son muy recomendables para flujos de pozos que se producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos que entren al mismo.

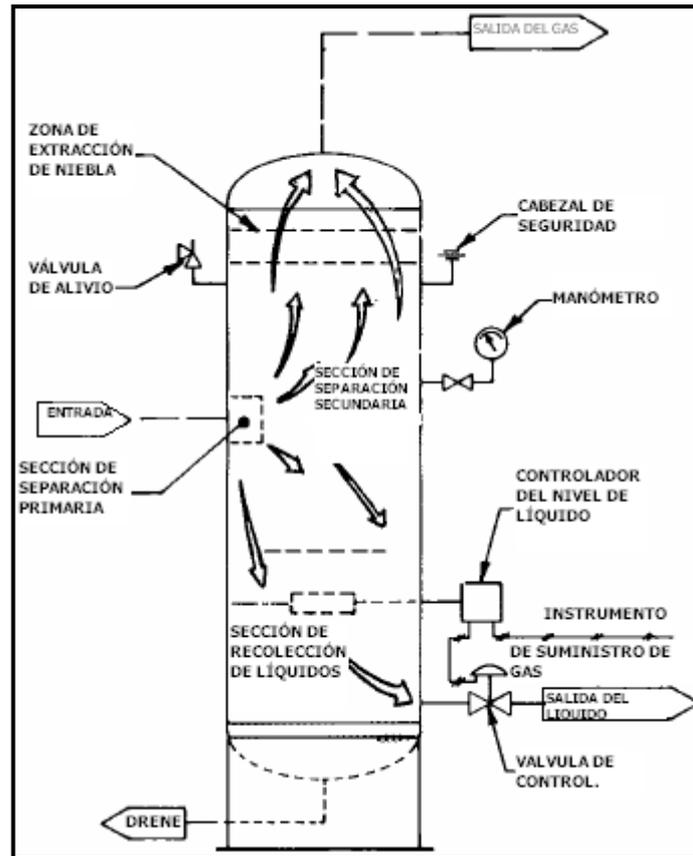


Figura 4.9. Separador vertical (wikipedia.com).

Los separadores horizontales tienen mayor capacidad de manejo de gas que los verticales. Este tipo es muy adecuado para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para la situación anteriormente mencionada se instalan placas rompedoras de espuma en la sección de interfase gas-líquido.

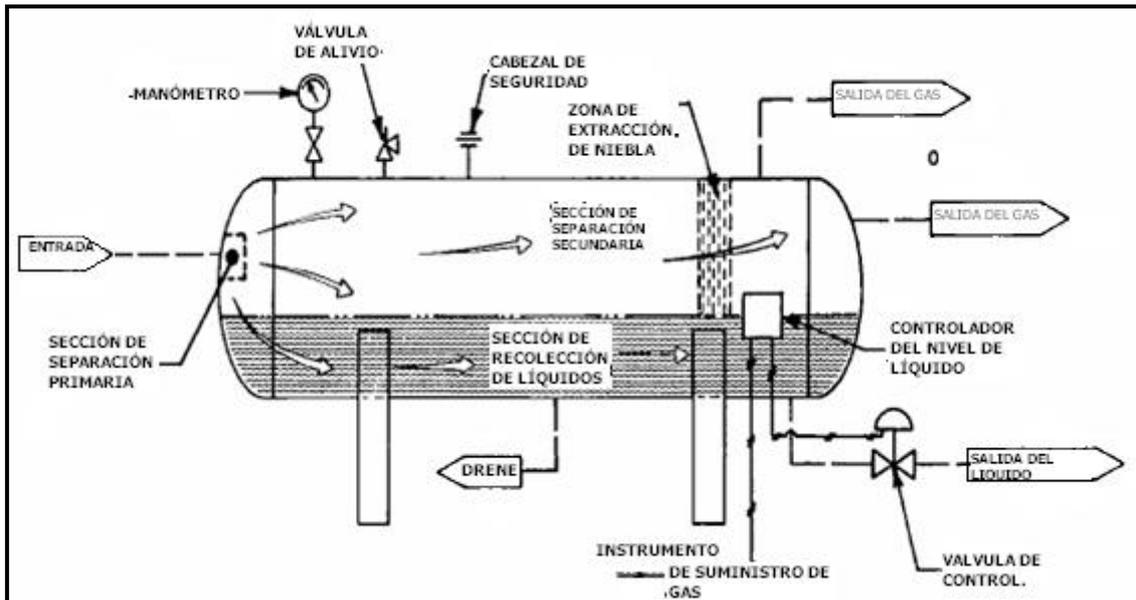


Figura 4.10. Separador horizontal (wikipedia.com).

Los separadores esféricos se usan comúnmente en plataformas costa fuera y para pozos que manejan altas presiones.

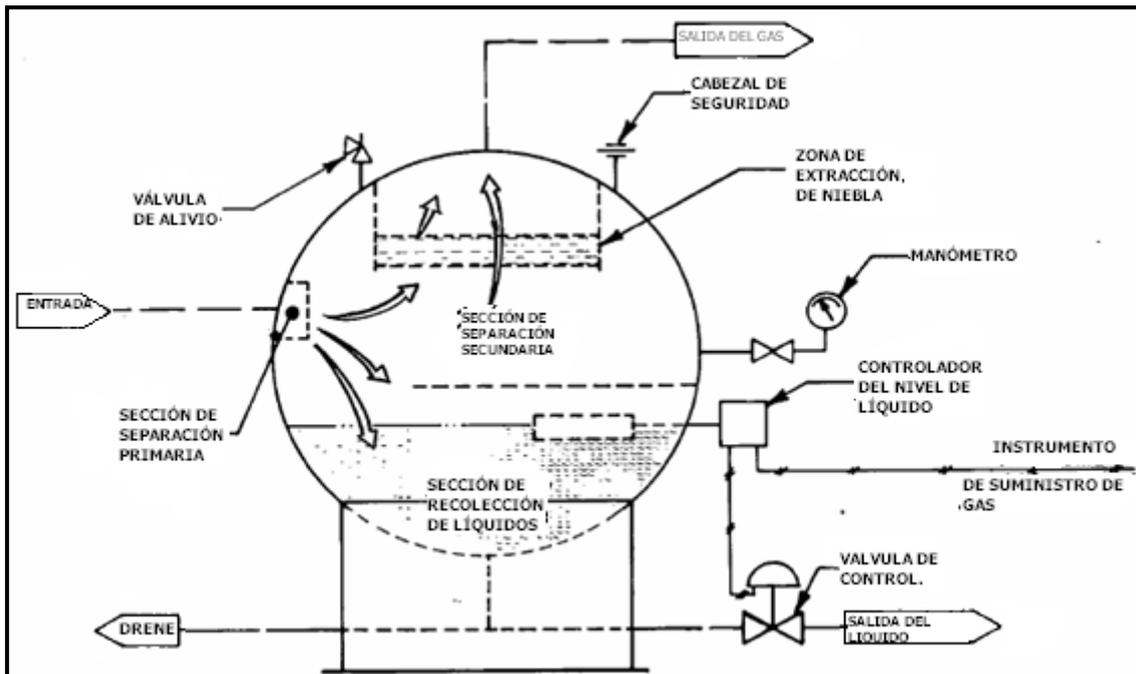


Figura 4.11. Separador esférico(wikipedia.com).

4.2.3 Motores

Un motor de combustión interna es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química, la cual es producida por

un combustible que arde dentro de una cámara de combustión, la parte principal de un motor. El funcionamiento de los motores constan principalmente de:

- ❖ Cámara de combustión: Esta cámara es un cilindro, por lo general fijo, cerrado en un extremo y dentro del cual se desliza un pistón muy ajustado al interior. La posición hacia dentro y hacia fuera del pistón modifica el volumen que existe entre la cara interior del pistón y las paredes de la cámara. La cara exterior del pistón está unida por un eje al cigüeñal, que convierte en movimiento rotatorio el movimiento lineal del pistón.
- ❖ Sistema de bombeo: Este consta de un depósito, una bomba de combustible y un dispositivo que vaporiza o atomiza el combustible líquido. En los motores de varios cilindros el combustible vaporizado se conduce a los cilindros a través de un tubo ramificado llamado colector de admisión.
- ❖ Sistema de alimentación: Cada cilindro toma el combustible y expulsa los gases a través de válvulas de cabezal o válvulas deslizantes. Un muelle mantiene cerradas las válvulas hasta que se abren en el momento adecuado.
- ❖ Encendido: Todos los motores tienen que disponer de una forma de iniciar la ignición del combustible dentro del cilindro. Por ejemplo, el sistema de ignición de los motores de combustión interna, existe un componente llamado bobina de encendido, el cual es un auto-transformador de alto voltaje al cual se le conecta un conmutador que interrumpe la corriente del primario para que se induzca la chispa de alto voltaje en el secundario. Dichas chispas están sincronizadas con la etapa de compresión de cada uno de los cilindros; la chispa es dirigida al cilindro específico de la secuencia utilizando un distribuidor rotativo y unos cables de grafito que dirigen la descarga de alto voltaje a la bujía.
- ❖ Sistema de arranque: Los motores de combustión interna no producen un par de fuerzas cuando arrancan, lo que implica que

debe provocarse el movimiento del cigüeñal para que se pueda iniciar el ciclo.

4.2.4 Enfriadores

Dado que la combustión que se genera en los motores produce calor, todos los motores deben disponer de algún tipo de sistema de refrigeración. En algunas partes del motor se tienen temperaturas mayores de 1000°C (cámara de combustión), en algunos casos los gases de escape salen a 550°C. En un motor, más de la tercera parte de energía que se le suministra a través del combustible se pierde en forma de calor. El sistema de enfriamiento es el que se encarga de que los diferentes componentes se mantengan en temperaturas seguras y así evitar que el motor sufra desgastes prematuros o daños importantes y lograr con ello su máximo rendimiento. Algunas de las partes del motor que se deben enfriar constantemente son:

- ❖ Cámara de combustión.
- ❖ Parte alta del cilindro.
- ❖ Válvulas de escape y de admisión.
- ❖ Cilindro.

Por otro lado los compresores también necesitan un sistema de enfriamiento ya que al comprimir el gas, este se eleva a altas temperaturas.

Los principales objetivos de un sistema de enfriamiento son:

- ❖ Reducir la temperatura dentro de rangos seguros de operación para los diferentes componentes, tanto exteriores como interiores del motor y el compresor.
- ❖ Disminuir el desgaste de las partes.
- ❖ Reducir el calentamiento de los elementos de la máquina que se mueven unos con respecto a otros.
- ❖ Mantener una temperatura óptima para obtener el mejor desempeño el motor y el compresor.

4.3. Propuesta de solución.

Esta tesis propone recuperar los vapores de los tanques de almacenamiento con un equipo no convencional, que se encargará de extraer los gases que se generen en los tanques de almacenamiento debido a la liberación de hidrocarburos ligeros, con la finalidad de separar los fluidos que se puedan llegar a condensar, para posteriormente comprimir el gas y así poder incorporarlo de nuevo a los gasoductos. Se pretende implementar un procedimiento correctivo, no preventivo ya que no se busca alterar la forma en que las instalaciones superficiales fueron construidas, si no que se suma como una alternativa viable para mejorar y optimizar las operaciones de producción.

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.

El método no convencional propuesto en esta tesis es básicamente un motocompresor en vacío con reinyección de líquidos que nos sirve para extraer los gases liberados dentro de los tanques de almacenamiento.

Entre los componentes principales que tiene este sistema de compresión son: un separador vertical de alta capacidad y un tanque de almacenamiento de producción de líquidos. También cuenta con un motocompresor el cual tiene un sistema de escape para las emisiones y un tanque de lubricación para el motor. Por último, éste sistema consta de un sistema de enfriamiento necesario para el motor y el gas que se comprime.

El diseño está basado en un motor modificado que usa como combustible el propio gas extraído. Éste combustible energiza cuatro cilindros que a su vez mueve otro banco de 4 cilindros para la compresión del gas. En el diseño integral de este motocompresor se combinan, para extraer gas de los tanques a una mayor velocidad, manteniendo la integridad de los tanques de almacenamiento (ver figura 4.12).

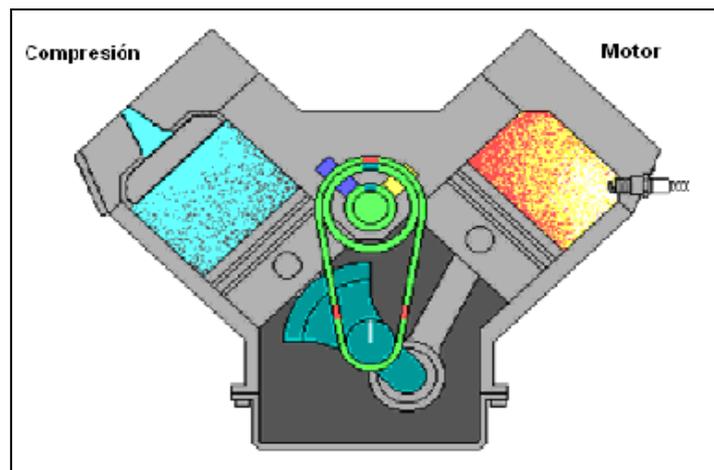


Figura 4.12. Motocompresor (www.compressco.com)

El motocompresor también es capaz de separar los líquidos a bajas presiones y en vacío, permitiendo una mejor descarga. Por otro lado, este sistema de producción tiene la gran ventaja de ser una unidad pequeña, por lo que es fácil la instalación y la transportación a las baterías o tanques que requieran del sistema. La Figura 4.13 Muestra los principales componentes del equipo propuesto.

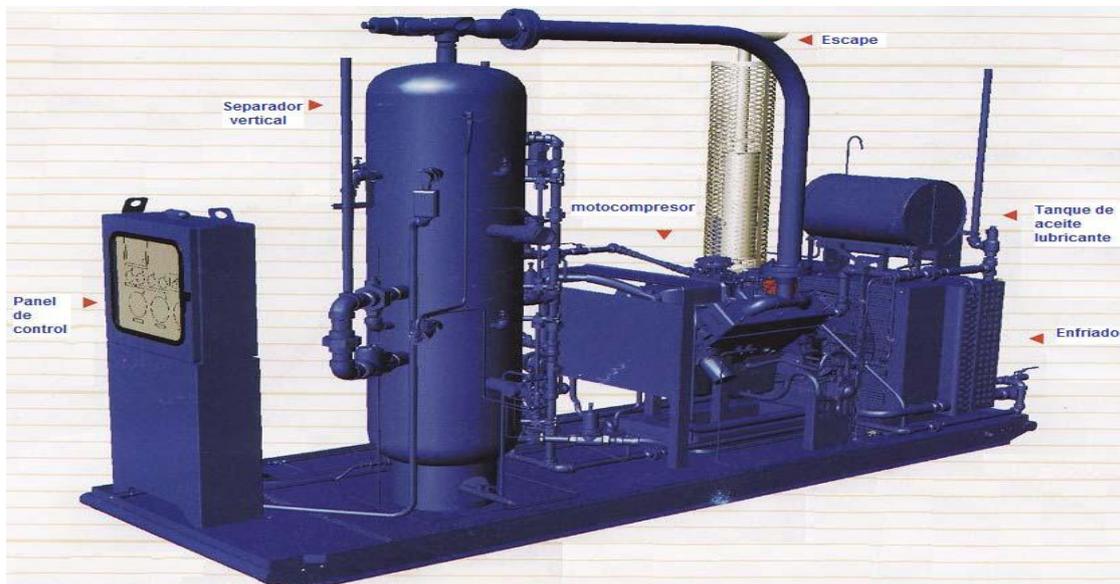


Figura 4.13. Sistema de recuperación de gases hidrocarburos. (www.compressco.com)

4.3.1 Principios de operación de los componentes del sistema

Para entender el funcionamiento del motocompresor, es necesario mencionar los fundamentos teóricos del separador vertical y del compresor. El funcionamiento del sistema de extracción está basado en los siguientes principios:

4.3.1.1 Principios de separación de hidrocarburos

La separación del gas y del líquido se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes mecanismos: fuerza de gravedad, fuerza centrífuga y choque.

La separación por gravedad es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo actúa como asentador por gravedad de las gotas de líquido suspendidas en la corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad de flujo. En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Si el flujo vertical es hacia arriba, las partículas del líquido que se van a separar caen contra flujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento terminal.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe de tener el gas, para permitir que las partículas de diámetro mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas, como se muestra en la Figura 4.14, que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas.

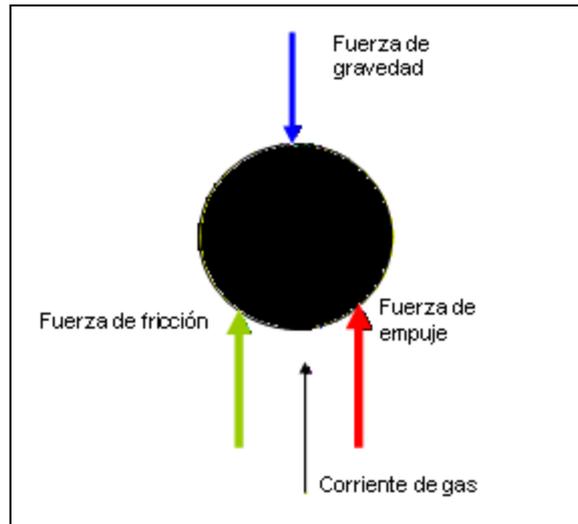


Figura 4.14. Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido.

El diagrama anterior puede ser representado algebraicamente como:

$$F_T = F_g - F_e - F_t \dots\dots\dots 4.1$$

donde:

- F_T = Fuerza total actuando sobre la partícula.
- F_g = Fuerza de gravedad.
- F_e = Fuerza de empuje.
- F_t = Resistencia por fricción.

Basados en el balance de fuerzas anterior, Stokes llegó a la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \dots\dots\dots 4.2$$

donde:

- d_p = Diámetro de una gota de líquido esférica (pie).
- g = Aceleración de la gravedad (pie/seg²).
- V_t = Velocidad de asentamiento o terminal de una gota de líquido (pie/seg).
- ρ_g = Densidad del gas a presión y temperatura del fluido (lbm/pie³).
- ρ_p = Densidad de las gotas del líquido (lbm/pie³).
- μ_g = Viscosidad del gas (lbm /pie-seg).

Cuando se tiene flujo de gas en una sección de separación horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación. Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas.

La ley de Stokes se puede aplicar al proceso de separación centrífuga, sustituyendo la constante de gravedad (g) por la aceleración debida a la fuerza centrífuga (a), entonces:

$$V_t = \frac{ad_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g} \dots\dots\dots 4.3$$

donde:

a = Aceleración debido a la fuerza centrífuga (pie/seg²).

La separación por choque es un mecanismo de separación aplicado para la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido, que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretejido. Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro recorre a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma:

$$S_p = \frac{d_p^2 \rho_g V_i}{18\mu_g} \dots\dots\dots 4.4$$

donde:

d_p = Diámetro de una gota de líquido esférica (pie) .

S_p = Distancia de paro de una partícula de líquido (pie).

V_i = Velocidad inicial de una partícula de líquido (pie/seg).

ρ_g = Densidad del gas a presión y temperatura del fluido (lbm/pie³).

ρ_p = Densidad de las gotas del líquido (lbm/pie³).

μ_g = Viscosidad del gas (lbm /pie-seg) .

Como se observa de la ecuación, la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

4.3.1.2 Principio de compresión de gases.

Cuando el gas entra al compresor, el fluido ingresa con cierta presión P_1 y cierto volumen V_1 . Como podemos ver en la figura 4.15 las condiciones iniciales del gas se encuentran en la posición 1 de la gráfica. Cuando el pistón se desliza a través del cilindro de compresión, el volumen del gas se ve afectado y éste disminuye, y por tanto la presión aumenta. La condición del gas después de ser comprimido se puede ver representado en el punto 2 de la gráfica.

Cabe destacar que en la Figura 4.15, podemos darnos cuenta que el volumen del gas es inversamente proporcional a la presión de éste, es decir, a medida que la presión del fluido aumenta, su volumen disminuye.

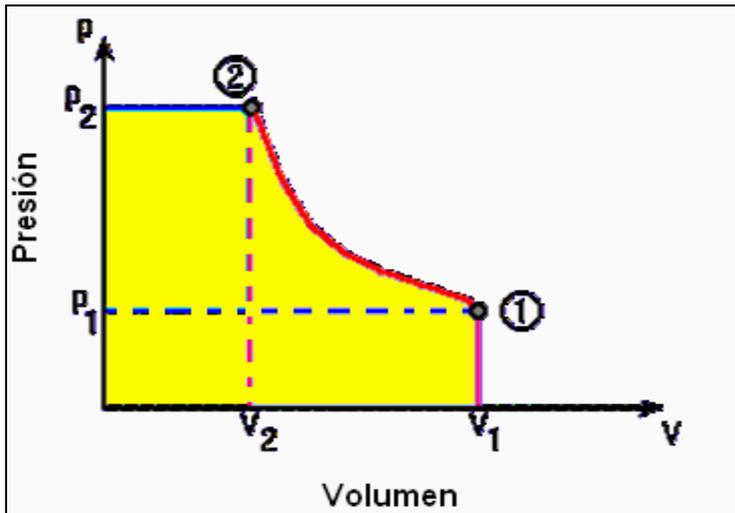


Figura 4.15. Diagrama de compresión de un gas.

4.4 Funcionamiento del sistema de motocompresión.

Basados en los fundamentos de separación de fluidos y compresión de gases, podemos entender de mejor forma el funcionamiento del sistema de motocompresión. Como ya se ha mencionado con anterioridad, el motocompresor trae integrado un separador de líquidos y un enfriador para el motor y el gas comprimido. A continuación se hará una explicación detallada del funcionamiento de éste sistema que se pretende implementar, para la recolección y compresión de gases generados en los tanques de almacenamiento. En la figura 4.16 se esquematiza dicho sistema.

Como se observa, el motocompresor succiona el gas y el condensado que se genera en el tanque de almacenamiento. La mezcla de hidrocarburos entra directamente al área de separación y es aquí donde la mezcla se separa en dos fases. Esta separación se hace a través de la fuerza de gravedad y la separación por choque. El líquido separado va hacia un tanque de almacenamiento localizado en la parte inferior del separador, donde se almacenará hasta que llegue a la capacidad máxima del tanque (controlado por un controlador de nivel y un flotador interno).

El gas separado pasa por el área de motocompresión. En esta sección el gas se comprime y va directamente a la línea de producción pasando

previamente por un sistema de enfriamiento, para así poder bajar la temperatura de tal manera que sea la adecuada para pasar por la tubería del equipo (hecha de una mezcla de Caucho y Neopreno).

Es importante mencionar que una pequeña parte del gas comprimido se usa como combustible para el motor, por lo que este sistema es autoabastecido.

Por último, para poder producir el líquido almacenado se activa una válvula check al momento en que el tanque de almacenamiento de líquidos (del equipo propuesto) está a su máxima capacidad, lo cual permite el paso del gas comprimido hacia el tanque. El gas da la suficiente energía para empujar el líquido hacia la línea de producción y es ahí nuevamente cuando el líquido y el gas se producen por la misma línea con la capacidad suficiente para llegar a la estación de recolección.

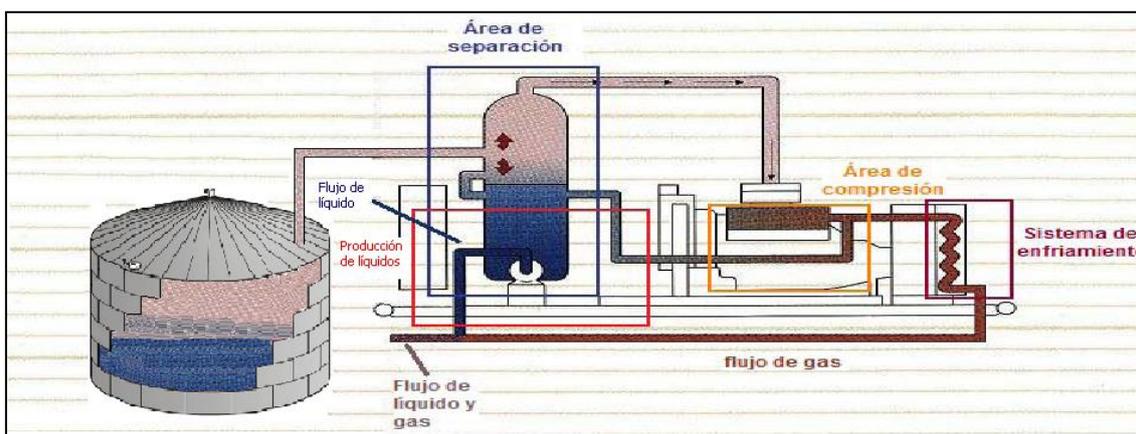


Figura 4.16 Esquema del funcionamiento del sistema de recuperación de vapores hidrocarburos.

4.4.1 Especificaciones del equipo

Como todo equipo utilizado para la industria petrolera, el motocompresor trabaja bajo ciertos rangos de seguridad para su óptimo funcionamiento. Se hará mención de las especificaciones de cada una de las partes del sistema de extracción.

Motor:

- ❖ Marca: Ford (7.5 Litros).

- ❖ Potencia: 50 HP (4 cilindros).
- ❖ Máximas RPM: 2250.
- ❖ Mínimas RPM: 1100.
- ❖ Sistema de arranque: Eléctrico.
- ❖ Sistema de combustible: Gas natural.



Figura 4.17. Motor del equipo

Compresor:

- ❖ Modelo: Mediana Presión (MP).
- ❖ Tipo: Compresor Reciprocante.
- ❖ Pasos de compresión: Un paso.
- ❖ Máxima presión de descarga permisible: 400 psig.
- ❖ Máxima presión de succión permisible: 80 psig.

Emisiones al Medio Ambiente:

- ❖ Emisiones de CO₂ por debajo de las 10 ton. por año.
- ❖ Bajo nivel de ruido menos de 85 decibeles.

Separador de Gas y líquidos:

- ❖ Separador de líquidos: Eficiente incluso en vacío, con volumen de líquidos a separar de 0 a 60 BPD.
- ❖ Trampa neumática para descarga de líquidos incluidos en el separador.
- ❖ Dispositivo para filtrar impurezas del gas.



Figura 4.18. Separador vertical del equipo no convencional.

Sistemas Adicionales:

- ❖ Paquete para autoencendido del compresor.
- ❖ Control automático del nivel del aceite con tanque de 15 galones.
- ❖ Mangueras flexibles para la succión y descarga de 2" con recubrimiento de neopreno para presión de trabajo de 1,125 lb/pg²abs.

Rangos operativos del compresor:

- ❖ Presión de Succión Mínima: -10 psi.
- ❖ Presión de Succión Máxima: 80 psi.
- ❖ Presión de Descarga Mínima: 80 psi
- ❖ Presión de Descarga Máxima: 400 psi:
- ❖ Volumen Máximo a comprimir: 0.800 MMCFD.
- ❖ Volumen Mínimo a comprimir: 0.100 MMCFD.
- ❖ Capacidad de Separación de Líquidos de 0 a 60 BPD.
- ❖ El motocompresor no trabaja con gases que contengan H₂S.

La selección para la recuperación de vapores en los tanques, ya sea de con una unidad convencional o con una no convencional, dependerá de las facilidades que presenten para el productor de petróleo, por lo que la tabla 4.3 menciona algunas ventajas y desventajas del unos de los equipos.

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

Tabla 4.3. Ventajas y desventajas de las unidades convencionales de recuperación de vapor y las no convencionales.

CAPÍTULO V EVALUCIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

Ya se ha observado que el equipo propuesto cumple con las necesidades de los problemas que se presentan en los campos y en específico en los tanques de almacenamiento. Antes de implementar un proyecto nuevo es necesario analizar la rentabilidad económica del mismo, es decir si el proyecto está generando los ingresos necesarios para pagar su inversión, costos operativos de instalación mantenimiento y principalmente demostrar, si el proyecto aparte de pagarse así mismo, genera ingresos hacia la empresa.

5.1. Resumen gerencial²⁸.

Los tanques de almacenamiento se usan para mantener el petróleo por cortos períodos de tiempo a fin de estabilizar el flujo entre los pozos y los oleoductos o instalaciones de transporte por carrotanque. Durante el almacenamiento, se produce evaporación de los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo, entre ellos metano y otros compuestos orgánicos volátiles (VOC). El gas natural licuado, contaminantes del aire peligrosos (HAP) y algunos gases inertes, quedando retenidos en el espacio entre el líquido y el techo fijo del tanque. A medida que fluctúa el nivel de líquido en el tanque, estos vapores a menudo son liberados a la atmósfera. Una manera de evitar las emisiones de estos gases y obtener un ahorro económico importante es instalar unidades de recuperación de vapores (VRU, siglas en inglés) en los tanques de almacenamiento de petróleo. Las unidades de recuperación de vapores son sistemas relativamente simples que pueden capturar aproximadamente 95 por ciento de los vapores con elevado poder calorífico (Btu) para venta o uso in situ como combustible. Actualmente hay entre 8,000 y 10,000 unidades de recuperación de vapores instaladas en el sector de producción de petróleo (EUA), con un promedio de cuatro tanques conectados a cada unidad de recuperación de vapores. Los participantes de Natural Gas STAR (The Natural Gas STAR es un programa flexible, de asociación voluntaria que promueve a las empresas petroleras y de gas natural de todo el

CAPÍTULO V EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

mundo para adoptar tecnologías costo-efectivas y prácticas que mejoren la eficiencia operativa y a su vez reducir las emisiones de metano) han generado importantes ahorros a partir de la recuperación y comercialización de estos vapores, y simultáneamente han reducido sustancialmente las emisiones de metano y de contaminantes peligrosos del aire. Los participantes han determinado que cuando el volumen de vapores es suficiente, la instalación de una unidad de recuperación de vapores en uno o varios tanques de almacenamiento de petróleo crudo puede ahorrar hasta US\$260,060 por año, y el período de recuperación de inversión es tres meses como mínimo. En la tabla I se puede observar de manera general la cantidad que se pierde en un tanque de almacenamiento, los costos de instalación de una VRU, el valor del gas ahorrado y el periodo de recuperación de la inversión.

Fuente de emisiones	Volumen anual de gas perdido (miles de pies cúbicos)	Método para reducir la pérdida de gas	Valor del gas ahorrado (\$)	Capital y costo de instalación (\$)	Costo anual de operación y mantenimiento (\$)	Periodo de recuperación de la inversión.
Tanque de almacenamiento de producción de petróleo	4,900-96,000	Unidades de recuperación de vapor (VRU, siglas en ingles)	\$13,000-\$260,000	\$26,470-\$77,000	\$5,250-\$12,000	3 meses a 3.4 años

Tabla 5. I. Supone un precio de gas de \$3.00/mil pies cúbicos multiplicado por 95 por ciento del volumen de gas perdido al año. (www.epa.gov.usa)

5.2. Antecedentes tecnológicos.

El petróleo en el subsuelo contiene muchos hidrocarburos livianos en solución. Cuando el petróleo se lleva a la superficie y se procesa, muchos de los hidrocarburos livianos disueltos (así como el agua) se extraen mediante una serie de separadores de alta presión y baja presión. Luego el petróleo es transferido a un tanque de almacenamiento hasta su venta y transporte fuera de la instalación; los remanentes de hidrocarburos pueden convertirse en vapores al interior del tanque. Estos vapores son liberados, quemados en teas o recuperados mediante unidades de recuperación de vapores (VRU). Las pérdidas de los hidrocarburos livianos restantes se clasifican de tres maneras:

- Las pérdidas como resultado del gas liberado cuando baja la presión del petróleo ocurren cuando el separador o tratador, descargan el petróleo en los tanques de almacenamiento, los cuales están a la presión atmosférica.
- Las pérdidas debido al efecto del pistón al llenar y vaciar el tanque, se refieren a los vapores liberados debido a la fluctuación en niveles de fluido y la agitación del contenido del tanque asociados con la circulación de petróleo fresco a través de los tanques de almacenamiento.
- Las pérdidas por evaporización son las pérdidas que ocurren cuando cambia la temperatura diaria y estacional.

El volumen de vapor de gas proveniente de un tanque de almacenamiento depende de muchos factores. El petróleo liviano (gravedad API $>36^\circ$) emite más vapores de hidrocarburos que el petróleo más pesado (gravedad API $<36^\circ$). En tanques de almacenamiento con muchos ciclos de llenado y rendimiento efectivo alto, se liberarán más “vapores debido al efecto del pistón de llenar y vaciar el tanque” que en tanques con rendimiento efectivo bajo y donde el petróleo se mantiene por períodos de tiempo más largos para aclimatarse. Finalmente, la presión y temperatura del petróleo en la cámara de descarga hacia el tanque afectará el volumen de los gases que resultan de la evaporación del petróleo.

La composición de estos vapores varía, pero el principal componente es el metano (entre 40 y 60 por ciento). Otros componentes incluyen compuestos de hidrocarburos más complejos tales como propano, butano y etano; gases inertes naturales tales como nitrógeno y dióxido de carbono; y contaminantes peligrosos del aire tales como benceno, tolueno, etil-benceno y xileno (conjuntamente, estos contaminantes peligrosos del aire se denominan BTEX).

Las unidades de recuperación de vapores pueden recuperar más del 95 por ciento de las emisiones de hidrocarburos que se acumulan en los tanques de almacenamiento. Puesto que los vapores recuperados contienen

gas natural licuado (aun después de que el producto de la condensación ha sido capturado por el depurador de succión), contienen poder calorífico mayor que el del gas natural enviado por el gasoducto (entre 950 y 1,100 Btu por pie cúbico). Dependiendo del volumen de gas natural licuado en los vapores, el poder calorífico puede llegar hasta 2,000 Btu por pie cúbico. Por lo tanto, según base volumétrica, los vapores recuperados pueden ser más valiosos que únicamente el metano solo.

La figura 5.1 ilustra una unidad de recuperación de vapores en un solo tanque de almacenamiento de petróleo (también son comunes las instalaciones para múltiples tanques). Los vapores de hidrocarburos se extraen del tanque de almacenamiento por baja presión, normalmente entre cuatro onzas y dos libras por pulgada cuadrada (psi), y primero son conducidos por tubería a un separador (depurador de succión) para recolectar condensado. Los líquidos generalmente son reciclados nuevamente al tanque de almacenamiento. Desde el separador, los vapores fluyen a través de un compresor que proporciona succión de baja presión para el sistema de la unidad de recuperación de vapores (para evitar la creación de un vacío en la parte superior de un tanque cuando se extrae y se reduce el nivel de petróleo, las unidades de recuperación de vapores están equipadas con un piloto de control para desactivar el compresor y permitir el contraflujo de vapores al interior del tanque). Luego los vapores se miden y se extraen del sistema de la unidad de recuperación de vapores para venta a oleoducto o suministro de combustible in situ.

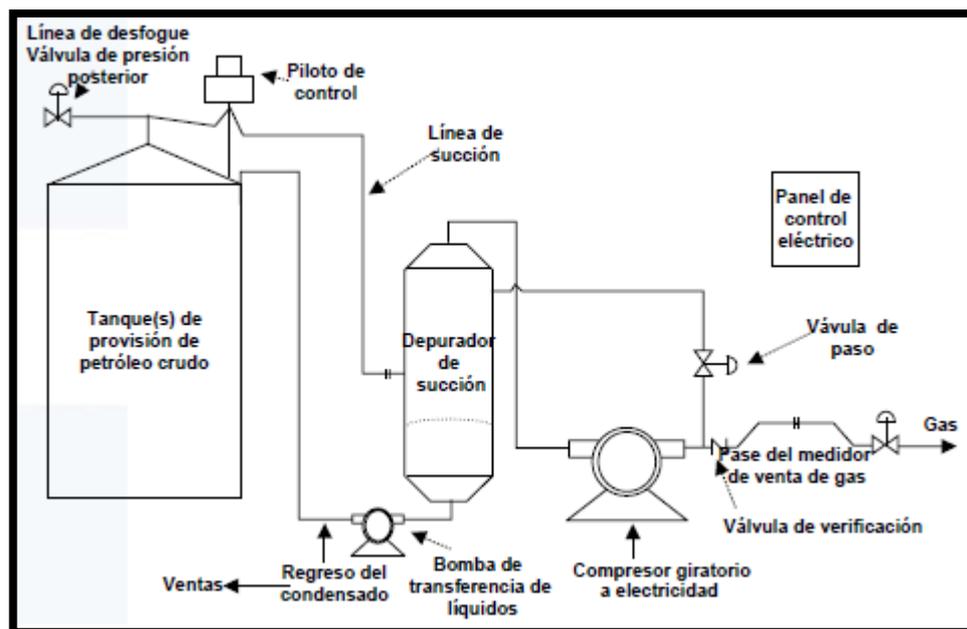


Figura 5.1. Unidad de recuperación de vapores en un solo tanque de almacenamiento de petróleo (www.epa.gov.usa)

5.3. Beneficios económicos y ambientales.

Las unidades de recuperación de vapores pueden proporcionar beneficios ambientales y económicos importantes para los productores de petróleo y gas. Los gases evaporados del petróleo y capturados por las unidades de recuperación de vapores, pueden venderse y rendir utilidades, o usarse en las operaciones de la planta. Estos vapores recuperados pueden:

- Conducirse por tubería a gasoductos de recolección de gas para venta a precio alto como gas natural de alto poder calorífico.
- Usarse como combustible para las operaciones in situ.
- 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.

Las unidades de recuperación de vapores también capturan contaminantes peligrosos del aire y pueden reducir las emisiones del operador a un nivel por debajo de los valores especificados en el Título V de la Ley de Aire Limpio (USA). Al capturar el metano, las unidades de recuperación de

vapores también reducen las emisiones de un potente gas de efecto invernadero.

5.4. Proceso de decisión.

Las compañías que usan tanques de almacenamiento de petróleo de techo fijo pueden evaluar los aspectos económicos de las unidades de recuperación de vapores mediante los pasos siguientes:

Cinco pasos para evaluar los aspectos económicos de la unidad de recuperación de vapores:

1. Identificar las posibles ubicaciones para la instalación de la unidad de recuperación de vapores;
2. Cuantificar el volumen de las emisiones de vapores;
3. Determinar el valor de las emisiones recuperadas;
4. Determinar el costo de un proyecto de unidad de recuperación de vapores; y
5. Evaluar los aspectos económicos del proyecto de unidad de recuperación de vapores.

Paso 1: Identificar las posibles ubicaciones para la instalación de la unidad de recuperación de vapores. Prácticamente cualquier batería de tanques es un lugar potencial para una unidad de recuperación de vapores. Las claves de los proyectos exitosos de unidades de recuperación de vapores son una fuente estable y una cantidad adecuada de vapores de petróleo además de una salida económica para el producto recolectado. El volumen potencial de los vapores depende de la composición del aceite y de la velocidad de flujo a través de los tanques. Al seleccionar los lugares de instalación para las unidades de recuperación de vapores, debe considerarse el costo de transporte para conducir los vapores fuera del área.

Paso 2: Cuantificar el volumen de las emisiones de vapores. Las emisiones pueden medirse o calcularse. Puede usarse medidor de gases y un manómetro para medir la tasa máxima de emisiones ya que esta se utiliza para determinar el tamaño de una unidad de recuperación de vapores. Sin embargo, los medidores de gases quizás no sean apropiados para medir el volumen total a través del tiempo debido a las bajas presiones en los tanques. Calcular el total de emisiones de vapor de los tanques de combustible puede ser complicado debido a los muchos factores que afectan la cantidad de gas que se liberará de un tanque de petróleo, tales como:

1. La presión de operación y la temperatura del separador que descarga el petróleo al tanque y la presión en el tanque;
2. La composición del petróleo crudo y la gravedad API;
3. Las características de operación del tanque (por ej., ciclos de llenado, tamaño del tanque); y

4. La temperatura ambiente. Hay dos métodos para calcular la cantidad de emisiones de vapor de los tanques de petróleo. Ambos usan la relación gas/petróleo (GOR, siglas en inglés) a una presión y temperatura dadas y se expresan en pies cúbicos estándar por barril de petróleo (pies cúbicos estándar por barril). El primer método analiza la gravedad API y la presión del separador para determinar la relación gas/petróleo (Figura 5.2). Estas curvas se elaboraron usando datos de evaporación empíricos de estudios de laboratorio y mediciones de campo. Como se ilustra, este gráfico puede usarse para hallar el total aproximado de las emisiones potenciales de vapor de un barril de petróleo. Por ejemplo, dada una cierta gravedad API del petróleo (aproximadamente 38°) y la presión de descarga de la cámara (aproximadamente 40 libras por pulgada cuadrada), el volumen total de vapores puede calcularse por barril de petróleo (aproximadamente 43 pies cúbicos por barril). Una vez que se ha calculado la tasa de emisiones por barril, puede determinarse la cantidad total de emisiones del tanque multiplicando el cálculo por barril por la cantidad total de petróleo que ingresa al tanque. Para continuar con el ejemplo anterior, suponga un rendimiento efectivo promedio de 1,000 bpd (barril por día), el total de emisiones se calcularía como 43 mil pies cúbicos por día (tabla 5.2).

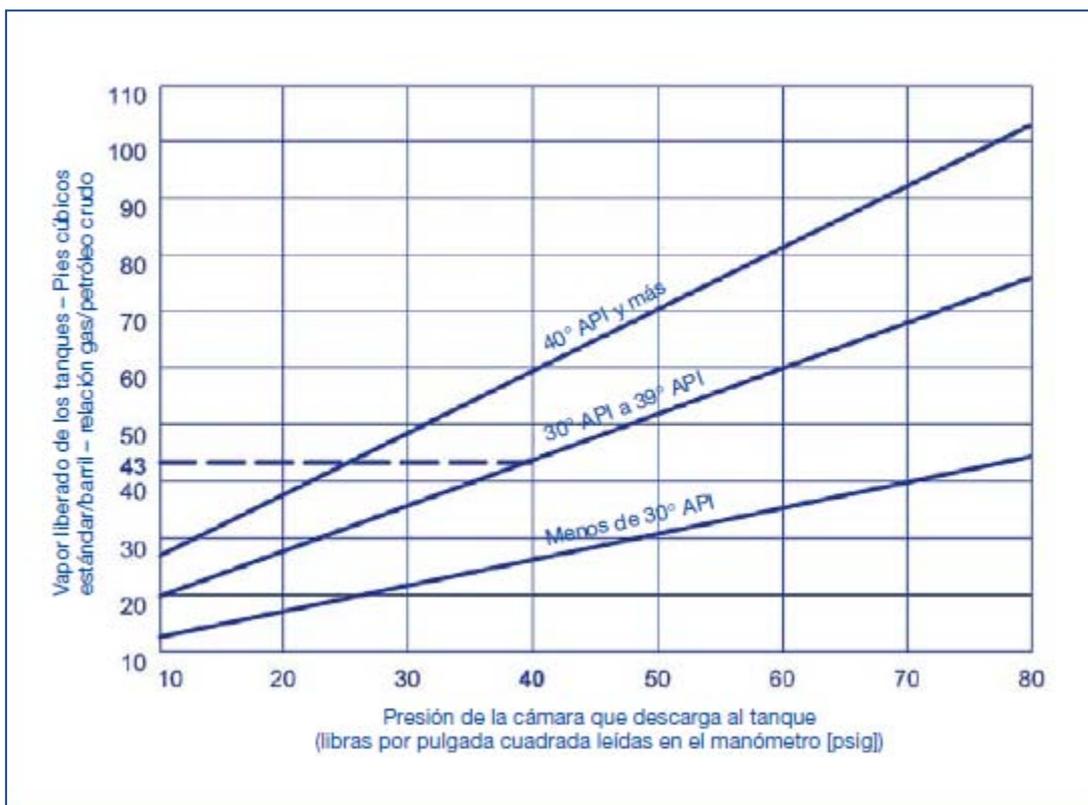


Figura 5.2. Volumen calculado de vapores del tanque de almacenamiento (www.epa.gov.usa)

El inconveniente de este método es que no genera información acerca de la composición de los vapores emitidos. En particular, no puede distinguir entre compuestos orgánicos volátiles y contaminantes del aire peligrosos, lo cual puede ser significativo para el monitoreo de la calidad del aire así como para determinar el valor de los vapores emitidos.

Teniendo en cuenta los datos siguientes:

Gravedad API = 38°

Presión de separador = 40 psi

Producción = 1000 barril/día

Tasa de emisión de vapor = 43 pies cúbicos estándar/barril

Tabla 5. 2. Cantidad (Q) de emisiones de vapor de hidrocarburos. (www.epa.gov.usa)

Existe un software llamado “E&P Tank” elaborado por la EPA y de descarga gratuita en el sitio web de esta organización. Dicho software se puede usar como segunda opción para el cálculo de las emisiones en los tanques de almacenamiento. El American Petroleum Institute (API) introdujo varios

cambios en este modelo para facilitar su uso. Los participantes del Programa de Natural Gas STAR recomiendan dicho software como la mejor herramienta disponible para calcular las emisiones de los tanques. Diseñado por API y el Gas Research Institute (actualmente el Gas Technology Institute), este software calcula las emisiones de las tres fuentes: como resultado del gas liberado cuando baja la presión del petróleo, debido al efecto del pistón al llenar y vaciar el tanque y por evaporación, usando cálculos de evaporación termodinámica para pérdidas como resultado del gas liberado cuando baja la presión del petróleo y un modelo de simulación de tanque de techo fijo para pérdidas debido al efecto del pistón al llenar y vaciar el tanque y por evaporización. Un operador debe tener varios tipos de información antes de usar el software, tales como:

1. Presión y temperatura del separador.
2. Composición del petróleo del separador.
3. Presión de referencia.
4. Presión de vapor (método Reid) de petróleo.
5. Tasa de producción de petróleo.
6. Gravedad API del petróleo.

El software también permite que los operadores introduzcan información más detallada acerca de las condiciones de operación, lo cual ayuda a refinar los cálculos de las emisiones. Con datos adicionales acerca del tamaño y la forma del tanque, temperaturas internas y temperaturas ambientales, el software puede producir cálculos más precisos. Esta flexibilidad en el diseño del modelo permite que los usuarios aprovechen la información disponible. Puesto que la composición del petróleo del separador es un dato clave en el modelo, el software incluye un muestreo detallado y un protocolo de análisis para el petróleo del separador. Se están desarrollando futuras versiones del software para calcular también las pérdidas por emisiones de los tanques de agua de producción.

CAPÍTULO V EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

Paso 3: Determinar el valor de las emisiones recuperadas. El valor de los vapores recuperados por las unidades de recuperación de vapores y logrados por los productores depende de cómo se usen:

1. Usar los vapores recuperados in situ como combustible, hace que las unidades de vapor sean autoabastecidas e incrementen el valor del gas conducido por las tuberías, adicionándoles gas de una mayor energía calorífica

2. Transportar por un gasoducto de recolección de gas natural, condensados naturales como el metano enriquecido, debe de verse reflejado en un precio con el mayor contenido de Btu por mil pies cúbicos de vapores.

3. Conducir por tubería los vapores a una planta de procesamiento que separará el gas natural licuado del flujo de gas del metano y los venderá separadamente también debe capturar el valor del contenido total de Btu de los vapores. El tabla 5.3 ilustra un método para calcular el valor de los vapores recuperados usando un precio promedio de US\$3.00 por mil pies cúbicos (lo cual supone 1,000 Btu por pie cúbico estándar). Cuando el contenido de Btu de los vapores es mayor, el precio por mil pies cúbicos también debe ser mayor.

$$R = Q * P$$

R = El ingreso bruto

Q = La tasas de recuperación de vapores (mil pies cúbicos por día)

P = El precio del gas natural

Calcular:

Q = 41 mil pies cúbicos por día (95% de 43 Mscf/d del tabla 5. 2)

P = \$3.00/ mil pies cúbicos =

\$123/día

\$3,800/mes

\$45,600/año

Tabla 5. 3. Valor de los vapores recuperados. (www.epa.gov.usa)

Paso 4: Determinar el costo de un proyecto de unidad de recuperación de vapores. Los principales elementos de costo de las unidades de recuperación de vapores son el capital inicial para el equipo y los costos de instalación y operación.

CAPÍTULO V EVALUCIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

Varios fabricantes suministran sistemas de unidades de recuperación de vapores. Los costos del equipo se determinan según la capacidad de manejo de volumen de la unidad; la presión de la línea de ventas, el número de tanques en la batería; el tamaño y tipo del compresor; y el grado de automatización. Los principales componentes de las unidades de recuperación de vapores son los depuradores de succión, el compresor y la unidad de control automatizado. La medición de gas es un costo adicional para la mayoría de unidades. Los precios de las unidades de recuperación de vapores típicas y costos relacionados se muestran en el tabla 5.4.

Capacidad (miles de pies cúbicos/día)	Potencia del compresor	Costo de Capital (\$)	Costo de instalación (\$)	Costo de operación y mantenimiento (\$/año)
25	5-10	15,125	7,560-15,125	5,250
50	10-15	19,500	9,750-19,500	6,000
100	15-25	23,500	11,750-23,500	7,200
200	30-50	31,500	15,750-31,500	8,400
500	60-80	44,000		

Tabla 5.4. Tamaños y costos de unidades de recuperación de vapores. (www.epa.gov.usa)

Al determinar el tamaño de una unidad de recuperación de vapores, la regla general de la industria es duplicar el volumen diario promedio para calcular la máxima tasa de emisiones. Por lo tanto, para manejar 43 mil pies cúbicos/día (tabla 5. 2), debe seleccionarse una unidad capaz de manejar por lo menos 86 mil pies cúbicos/día.

Los participantes de Natural Gas STAR que han instalado unidades de recuperación de vapores y los fabricantes de estas unidades informan que los

costos de instalación pueden añadir de 50 a 100 por ciento al costo inicial de la unidad. Los costos de instalación pueden variar considerablemente según la ubicación (la instalación en lugares remotos, probablemente tendrán costos más altos) y el número de tanques (para múltiples tanques se requerirán sistemas de unidades de recuperación de vapores de mayor tamaño). Al calcular los costos de instalación también deben considerarse los gastos de transporte, preparación del sitio, construcción del alojamiento de la unidad de recuperación de vapores (para protección contra clima frío) y equipo suplementario (para operaciones remotas sin personal de operación).

Los gastos de operación y mantenimiento (O&M, siglas en inglés) pueden variar según la ubicación de la unidad de recuperación de vapores (las unidades instaladas en lugares de climas extremos sufren mayor desgaste), los costos de electricidad y el tipo de petróleo producido. Por ejemplo, el petróleo basado en parafina puede causar obstrucción en las unidades de recuperación de vapores y éstas requerirán más servicio de mantenimiento.

Finalmente, el costo de un oleoducto para interconectar el sitio de la batería del tanque con una planta de procesamiento u oleoducto es un factor en el aspecto económico total de la unidad de recuperación de vapores.

Paso 5: Evaluar los aspectos económicos del proyecto de unidad de recuperación de vapores. Instalar una unidad de recuperación de vapores puede ser muy rentable, y depende del valor de los vapores recuperados en el mercado local. En la tabla 5.5 se presentan los cálculos relacionados al rendimiento de la inversión (ROI, siglas en inglés) para los tamaños de unidad de recuperación de vapores y costos listados en la tabla 5.4. Aun usando un cálculo conservador del valor de los vapores recuperados de US\$3.00 por mil pies cúbicos, el rendimiento potencial es atractivo, especialmente para unidades de gran tamaño.

Capacidad (miles de pies cúbicos/día)	Costos de instalación y capital ¹ (\$usd)	Operación y mantenimiento (\$usd/año)	Valor del gas ² (\$usd/año)	Período de recuperación de la inversión ³	Rendimiento de la inversión ⁴ (%)
25	26,470	5,250	13,000	3.4 años	14
50	34,125	6,000	26,000	1.7 años	51
100	41,125	7,200	52,015	9 meses	106
200	55,125	8,400	104,025	6 mese	172
500	77,000	12,000	260,060	3 meses	322

¹ Costo de la unidad más costo estimado de instalación de 75% del costo de la unidad. El costo real puede ser mayor dependiendo de los gastos de transporte, preparación del sitio, equipo suplementario, etc.

² 95% del total de gases recuperados a \$3 por mil pies cúbicos * 1/2 capacidad * 365.

³ Basado en una tasa de descuento de 10%.

⁴ Calculo para 5 años.

Tabla 5.5. Análisis financiero para proyecto de unidad de recuperación de vapores. (www.epa.gov.usa).

5.5. Evaluación económica del equipo no convencional.

Para hacer la evaluación económica del equipo no convencional, es necesario mencionar que los rangos operativos de gas que maneja, van desde 0.1 MMpcd hasta 0.8 MMpcd, con una potencia de 50 hp. Si se llegara a necesitar más potencia por diferentes circunstancias, como el manejo de una cantidad mayor de gas o la necesidad de mandar el gas a una mayor distancia de la prevista, etc, los precios se elevarían, teniendo que realizarse nuevamente la evaluación económica correspondiente.

Es importante señalar que a pesar de que la evaluación económica se hace con un precio bajo por cada mil pies cúbicos de gas recuperado, en este

caso US\$3 por mil pie cubico, los ingresos generados por el equipo son elevados.

Rango operativo del equipo no convencional (millones de pies cúbicos por día)	Costos de instalación operación y mantenimiento (\$/año)	Valor del gas (\$/año) (precio del gas*0.95*volumen de gas*días del mes)	VPN (\$dls)
0.1	\$71,175	\$104,025	\$31,119
0.2	\$71,175	\$208,050	\$129,662
0.3	\$71,175	\$312,075	\$228,205
0.4	\$71,175	\$416,100	\$326,748
0.5	\$71,175	\$520,125	\$425,291
0.6	\$71,175	\$624,150	\$523,835
0.7	\$71,175	\$728,175	\$622,378
0.8	\$71,175	\$832,200	\$720,921

Tabla 5. 6. Evaluación económica del equipo no convencional.

Como se puede apreciar en la tabla 5.6, desde el primer año en que el equipo está operando, debido al precio del equipo y la cantidad de gas que recupera se concluye que es rentable. Los tiempos de recuperación de la inversión se pueden apreciar desde el primer mes que el equipo opera, así mismo se aprecia que conforme aumente la cantidad de gas recuperado, mayores serán los ingresos.

5.6. Notas.

El uso de unidades de recuperación de vapores puede reducir de manera rentable las emisiones de los tanques de almacenamiento de petróleo.

- El software puede ser una herramienta eficaz para calcular la cantidad y composición de vapores de los tanques de petróleo.
- La recuperación de vapores puede ofrecer un alto rendimiento debido al costo relativamente bajo de la tecnología y en los casos en que existe salida de mercado para los vapores con alto poder calorífico.

- Las unidades de recuperación de vapores deben instalarse cuando resulta rentable hacerlo, teniendo en consideración los beneficios tanto ambientales como económicos.
- Debido a la muy baja presión diferencial entre el tanque de almacenamiento y el compresor, se recomienda usar una tubería de gran diámetro para proporcionar una menor resistencia al flujo de gas.
- El tamaño de una unidad de recuperación de vapores debe ser apropiado para manejar el máximo volumen de vapores previsto de los tanques de almacenamiento (una regla general es duplicar el volumen diario promedio, como factor de seguridad).
- Se recomienda el uso de compresores de álabes giratorios para que las unidades de recuperación de vapores desplacen bajos volúmenes de gas a baja presión.
- Es muy importante elegir sistemas de control confiables y sensibles porque las válvulas de flujo de gas automatizadas deben abrirse y cerrarse ante diferencias de muy baja presión.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Los equipos no convencionales son una alternativa factible en las operaciones de recuperación de gas de tanques de almacenamiento. La incorporación de un equipo fácil de usar y que sea autoabastecido soluciona problemas de campo como la contaminación en las aéreas de trabajo y del ambiente, reduciendo las emisiones a la atmosfera, principalmente de gas metano. Una vez analizada la problemática de la emisión de vapores hidrocarburos a la atmósfera, en este trabajo de tesis se estudia la factibilidad técnico-económica de instalar un equipo no convencional para a recuperación de estos.

Analizada y discutida la propuesta, se puede concluir lo siguiente:

- ❖ El equipo no convencional propuesto, puede recuperar los vapores liberados en los tanques de almacenamiento y debido a su bajo costo de instalación, renta y mantenimiento, los egresos se reducen sustancialmente haciendo el equipo rentable desde el primer mes de instalación, esto si la recuperación de vapores es aproximadamente de 0.1 millón de pies cúbicos por día.
- ❖ El equipo no convencional propuesto, cuenta con todos los componentes ideales para la adecuada y optima recuperación de los hidrocarburos gaseosos liberados en los tanques de almacenamiento.
- ❖ Los rangos operativos con los que trabajan este tipo de equipos no convencionales, están directamente ligados a la potencia del motor, es por eso que se recomienda hacer los cálculos pertinentes de la cantidad de hidrocarburos que se pretenden recuperar de los tanques de almacenamiento.
- ❖ Este tipo de equipos fueron diseños en un principio para la compresión a boca de pozo para campos de gas con baja productividad causada por grandes cargas hidrostáticas, pero debido a las características y especificaciones de este tipo de equipos se pretende que sean implementados para problemas de tanques de almacenamiento con gran liberación de gases hidrocarburos.
- ❖ Uno de los inconvenientes es que el equipo no puede funcionar con gases amargos, es decir que contengan H₂S (ácido sulfhídrico).
- ❖ Otras de las ventajas que proporciona utilizar estos equipos, es el fácil manejo y transportación, así como de la facilidad de trabajar en casi cualquier tipo de clima.

- ❖ Las válvulas de presión/vacio son la principal herramienta que permite mantener la integridad de los tanques de almacenamiento, sin embargo al implementar un equipo que recupere los vapores generados reducimos las mermas y evitamos la liberación de gases de efecto invernadero.
- ❖ Al implementarse este tipo de equipos no solo se evita la contaminación ambiental, sino que reincorporamos hidrocarburos de alto valor calorífico a los oleogasoductos, para su venta u ocuparse in situ como combustible para los equipos que lo requieran.
- ❖ La manera más común de evitar los excesos de gas en los tanques de almacenamiento, es estabilizando el petróleo lo más que se pueda, sin embargo existen pérdidas por evaporación las cuales pueden recuperadas con un equipo no convencional.
- ❖ El cambio climático no es algo que se avecine, es algo que ya está aquí y todo lo que podamos hacer para contenerlo, por mínimo que sea es de gran utilidad.

REFERENCIAS.

1. Ramírez Sabag, Jetzabeth, et al. Productividad de pozos petroleros. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007
2. Golan M. and Curtis H. Whitson. "Well Performance". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1964.
3. Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1980.
4. Nind T. E. W. "Principles of Oil Well Production". Mc Graw- Hil, 1964.
7. Alba Corona Hernández: "Visión general sobre la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo y sus costos asociados en el sistema petrolero nacional". Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México D.F., 1999.
8. Gómez Cabrera José Angel. Apuntes de Clase; "Manejo de la Producción en la Superficie"; Facultad de Ingeniería, UNAM.;1984.
9. Martínez Gómez Juana Estefanie, Bastos Reyes Gelbert Renee: "Método de producción para pozos de gas depresionados con carga de líquidos" ". Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México D.F., 2009.
11. Dranchuck, P.M., Purvis, R.A. and Robinson, D.B.: "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation", Inst. Of Petroleum Technical Series, No. Ip. 74-008, 1974.
12. Standing, M.B. and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases", Trans., AIME,1942.

Nota: los números faltantes continúan en las siguientes páginas.

13. Wichert, E. Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases", Hyd. Proc., May 1972.
14. Katz, D.L.: "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils", Drilling and Prod. Prac. API. 1942.
15. Garaicochea Petirena, Francisco; Bernal Huicochea, Cesar; Lopez Órtiz, Oscar: Transporte de Hidrocarburos por Ductos, CIPM, México, 1991.
16. API Bulletin 2521, Use of pressure-vacuum vent valves for atmospheric pressure tanks to reduce evaporation loss, USA, 1966.
23. Greenhouse gas technology center southern research institute: "Environmental technology verification report", EPA, USA, 2002.
25. José Antonio Serna Murillo: "Investigación sobre acondicionamiento ambiental y sostenibilidad en las prospecciones petrolíferas", Tesis doctoral, Universidad politécnica de Madrid, Madrid, 2008.
28. Lecciones Aprendidas De los participantes de Natural Gas STAR: "Instalación de unidades de recuperación de vapores en tanques de almacenamiento de petróleo", EPA, USA, 2008.
29. Halliburton Corporate Sustainability Report 2004-2005.
30. Norma de Referencia-113-pemex-2007: "Diseño de tanques atmosféricos".
31. Norma de Referencia-172-pemex-2007: "Válvulas de alivio de presión y vacío para tanques de almacenamiento".

SITIOS WEB.

5. <http://www.energiayrenovable.es/tag/efecto-invernadero/>
6. http://es.wikipedia.org/wiki/Contaminaci%C3%B3n_atmosf%C3%A9rica.
10. <http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content§ionID=35&catID=841&contentID=439>)
17. <http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content§ionID=35&catID=841&contentID=441>
18. <http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content§ionID=35&catID=841&contentID=442>)
19. <http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content§ionID=35&catID=841&contentID=443>)
20. <http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content§ionID=35&catID=841&contentID=444>
21. <http://EPA.gov.usa>
22. <http://slb.com>
24. <http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/libros/457/estimacion2.pdf>
26. www.uamerica.edu.co
27. www.wikipedia.com

BIBLIOGRAFÍA.

API Bulletin 2513 Evaporation Loss in the Petroleum Industry-Causes and Control.

API Bulletin 2516 Evaporation Loss from Low-Pressure Tanks.

API Bulletin 2518 Evaporation Loss from Fixed-Roof Tanks.

API Bulletin 2519 Evaporation Loss from Internal Floating Roof Tanks.

API Publication 2517 Evaporation Loss from External Floating-Roof Tanks.