



**METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE PRESIÓN  
BAJO NORMA API 2000, EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE  
PETRÓLEO DISEÑADOS CON API 650 Y 620**

**ING. JHOAN FERNEY MARTIN CAMARGO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016**



**METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE PRESIÓN  
BAJO NORMA API 2000, EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE  
PETRÓLEO DISEÑADOS CON API 650 Y 620**

**ING. JHOAN FERNEY MARTIN CAMARGO**

**Monografía presentada como requisito parcial para obtener el título de  
Especialista en producción de hidrocarburos**

**Director**

**M.Sc. Edison Odilio García Navas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016**

## RESUMEN

**TÍTULO:** METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE PRESIÓN BAJO NORMA API 2000, EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO DISEÑADOS CON API 650 Y 620\*

**AUTOR:** JHOAN FERNEY MARTIN CAMARGO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Almacenamiento, tanques, aseguramiento y control de tanques, API 2000, API 650, API 620, Presión, Vacío.

En todos los procesos de producción es necesario un lugar, espacio o equipo donde almacenar el producto antes de ser enviado al cliente, y la industria de hidrocarburos no es la excepción. El petróleo producido desde los pozos después de pasar por determinadas facilidades debe ser almacenado en tanques.

El almacenamiento de los fluidos del proceso, principalmente corresponde a mantener el fluido en condiciones que no sufra cambios físicos o químicos que puedan afectar críticamente su calidad. Para tal fin se debe considerar diferentes variables que deben ser medidas y controladas para la transferencia de custodia, almacenamiento y control de la calidad. Una de las variables más importantes es la presión de almacenamiento debido a que su control equivocado puede afectar la integridad del tanque o la planta. Igualmente se estudian otras variables como temperatura y comportamiento de las fases de los fluidos, que permiten termodinámicamente dimensionar, controlar y proteger el tanque. Adicional se identifica puntualmente las condiciones de proceso que deben ser estudiadas de acuerdo a la locación o planta de interés, teniendo en cuenta los puntos críticos y puntos de influencia.

El presente documento, propone una metodología para el aseguramiento y control de tanques, estudiando las propiedades críticas del fluido en el almacenamiento y los requerimientos de la norma API 2000, aplicada en tanques diseñados bajo las normas API 650 y API 620. Además se revisa las tecnologías y equipos empleados, estudiando sus rangos de operación, su uso y su integración con el tanque y el fluido de interés. Finalmente se realiza un ejemplo paso a paso aplicando la metodología y dimensionando todos los equipos involucrados.

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Edison Odilio García Navas

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR INSURANCE AND CONTROL OF LOW PRESSURE API STANDARD 2000 IN OIL STORAGE TANKS DESIGNED WITH API 650 and 620

**AUTHORS:** JHOAN FERNEY MARTIN CAMARGO

**KEY WORDS:** Storage tanks, tanks, assurance and control, API 2000, API 650. Pressure, Vacuum.

In all production processes place, space or equipment to store the product before being sent to the client it is necessary, and the hydrocarbon industry is no exception. The oil produced from the wells after going through certain facilities must be stored in tanks.

Storage of process fluids, mainly corresponds to keep the fluid in conditions that do not suffer physical or chemical changes that may critically affect their quality. To that end should be considered different variables to be measured and controlled for custody transfer, storage and quality control. One of the most important variables is the storage pressure because its wrong control can affect the integrity of the tank or the plant. Also other variables such as temperature and phase behavior of fluids, which allow thermodynamically dimensioning control and protect the tank are studied. Additional punctually identifies process conditions that must be studied according to the plant location or interest, taking into account the critical points and points of influence.

This paper proposes a methodology for assurance and control tanks, studying the critical properties of the fluid in the storage and the requirements of the API 2000 standard, applied in tanks designed under the API 650 and API 620. In addition revises standards technologies and equipment used, studying its ratings, its use and its integration with the tank and the fluid of interest. Finally, a step by step example using the methodology and all the teams involved sizing is done.

\* Graduate Project.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.

Tutor: M. Sc Edison Odilio García Navas

## AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto de grado expresa sus sinceros agradecimientos a:

A Dios por darme la vida, y estar con migo en cada decisión tomada. Además por ayudarme a culminar este nuevo éxito.

A la escuela de ingeniera de petróleos y a la Universidad industrial de Santander por brindarme el espacio para compartir el conocimiento adquirido.

A Puffer Colombia por compartir su alta experiencia en la automatización y control. Además de brindarme todo el apoyo técnico.

A mi director M.Sc. Edison Odilio García Navas, por su apoyo y compromiso en la culminación del proyecto.

Al grupo de estudiantes y docentes de la V promoción en producción de hidrocarburos, por compartir su alta experiencia y hacer cada clase un momento enriquecedor en mi vida.

## DEDICATORIA

*A mis Papás Mario y Jeaneth por enseñarme un camino lleno de valores, por su amor incondicional y por mostrarme que todo en la vida es posible si lo haces con esfuerzo y dedicación.*

*A mi hermana Alejandra, por ser mi amiga y apoyo además de enriquecer cada día de mi vida con una sonrisa.*

*A mi familia y amigos por brindarme la confianza para alcanzar una nueva meta en mi proceso de formación.*

## CONTENIDO

	Pg.
INTRODUCCIÓN .....	14
1 CONDICIONES DE OPERACIÓN EN EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS .....	15
1.1 PRESIÓN DE VAPOR .....	15
1.2 TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO .....	19
1.3 PRESIÓN DE TRABAJO .....	20
1.4 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.....	25
2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS.....	29
2.1 CLASIFICACIÓN DE TANQUES .....	29
2.1.1 Tanque abierto.....	29
2.1.2 Tanque de techo fijo (Fixed Roof Tank, FRT).....	29
2.1.3 Tanque de techo fijo con cubierta flotante interna (Internal floating Roof Tank, IFRT).....	31
2.1.4 Tanque de techo flotante (External floating Roof Tank, EFRT) .....	32
2.2 NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO .....	34
2.2.1 Diseño y operación por presión para API STANDARD 650.....	35
2.2.2 Diseño y operación por presión para API STANDARD 620.....	37
2.3 DISTRIBUCIÓN DE TANQUES EN SUPERFICIE .....	37
3 PROTECCIÓN DE TANQUES DE BAJA PRESIÓN Y TECHO FIJO BAJO LA NORMA API 2000 .....	43
3.1 GENERALIDADES DE LA NORMA API 2000 .....	43
3.2 DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE VENTEO.....	45
3.2.1 Calculo de la capacidad por llenado y descarga del recipiente .....	46
3.2.2 Calculo de la capacidad térmica de inhalación y exhalación en el tanque.	47
3.2.3 Requerimientos de capacidad de venteo por caso fuego .....	49
3.2.4 Requerimientos de venteo para tanques con “Inert-gas-blanketed” .....	50
4 TECNOLOGÍAS Y EQUIPOS PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL POR PRESIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	52
4.1 DISPOSITIVOS PARA EL ASEGURAMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	54
4.1.1 Venteo abierto .....	54
4.1.2 Válvula de venteo con actuación directa.....	55
4.1.3 Válvula de Emergencia.....	59

4.1.4	Válvulas de venteo piloto operadas .....	60
4.2	DISPOSITIVOS PARA EL CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	61
4.2.1	Reguladores reductores de presión .....	62
4.2.2	Estabilizador de presión.....	64
5	METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO .....	66
5.1	PROPIEDADES DEL FLUIDO .....	67
5.2	ESPECIFICACIÓN DE CONDICIONES DE ENTRADA Y SALIDA DEL ALMACENAMIENTO .....	67
5.3	SELECCIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO .....	67
5.4	DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE.....	67
5.5	UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL TANQUE EN SUPERFICIE .....	68
5.6	ESPECIFICACIÓN BANDA DE OPERACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DEL TANQUE .....	69
5.7	DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS .....	70
5.7.1	Dimensionamiento de válvulas de control de presión .....	70
5.7.2	Dimensionamiento de válvulas de presión y vacío .....	71
5.7.3	Dimensionamiento de válvulas de emergencia.....	71
5.7.4	Representación Gráfica de los instrumentos .....	72
6	CONCLUSIONES .....	74
7	RECOMENDACIONES.....	75
	BIBLIOGRAFÍA.....	76

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento P-T de una sustancia pura .....	16
Figura 2 Envoltorio de fases de una mezcla multicomponente .....	18
Figura 3. Presión de almacenamiento VS Presión de vapor.....	25
Figura 4. Tanque de techo fijo .....	30
Figura 5. Arreglo típico de un tanque de techo fijo con cubierta flotante .....	31
Figura 6. Ejemplo de tipos de sello para tanques de techo flotante.....	32
Figura 7. Tanque de techo flotante .....	33
Figura 8. Árbol de decisión para el diseño detallado por presión de tanques bajo API 650.....	36
Figura 9. ISO 28300 como una norma internacional.....	44
Figura 10. Implosión de un Tanque de almacenamiento .....	53
Figura 11. Explosión de un Tanque de almacenamiento .....	53
Figura 12 Venteo Abierto .....	54
Figura 13 Válvula de presión por pesas con salida bridada.....	56
Figura 14. Válvula de vacío por pesas con salida bridada.....	56
Figura 15. Válvula de presión y vacío cargada por pesas con salida bridada .....	57
Figura 16. Válvula de presión y vacío con venteo a la atmosfera, cargada por pesas .....	57
Figura 17. Válvula de presión por resorte con salida bridada .....	58
Figura 18. Válvula de vacío por Resorte con salida bridada.....	58
Figura 19. Ensamble de paleta de pesas.....	59
Figura 20. Venteo Abierto .....	59
Figura 21. Válvula de venteo pilotada.....	61
Figura 22. Regulador de acción directa .....	62
Figura 23. Regulador Pilotado .....	63
Figura 24. Estabilizador de presión de acción directa.....	64
Figura 25. Estabilizador de presión pilotado .....	65
Figura 26. Instrumentos de seguridad y control en el tanque .....	73

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Factor de absorción solar de la pintura en Tanques de techo fijo .....	21
Tabla 2 Aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones en Colombia .....	22
Tabla 3. Almacenamiento de fluidos de acuerdo a la presión de operación .....	23
Tabla 4 Capacidad nominal en Barriles para tanques construidos con láminas de 72 in. ....	27
Tabla 5 Capacidad nominal en Barriles para tanques construidos con láminas de 96 in. ....	28
Tabla 6. Líquidos Estables [Presión de operación igual o inferior a 2,5 lb/pulg <sup>2</sup> manom. (17,2 kPa)] .....	38
Tabla 7. Líquidos Estables [Presión de operación superior a 2,5 lb/pulg <sup>2</sup> manom. (17,2 kPa)] .....	39
Tabla 8 Líquidos con características de Ebullición Desbordante .....	39
Tabla 9. Líquidos Inestables .....	40
Tabla 10. Líquidos Clase IIIB .....	41
Tabla 11 Espaciamiento mínimo entre tanques (entre cuerpos).....	41
Tabla 12. Tabla 2,6 de la NFPA como referencia para usar las tablas 5 y 6 .....	42
Tabla 13 Factor de corrección Y por latitud .....	47
Tabla 14 Factor de corrección C por presión de vapor, latitud y temperatura de almacenamiento.....	48
Tabla 15. Banda de operación de los instrumentos del tanque .....	69
Tabla 16. Lista de instrumentos en el Tanque .....	72

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	CÁLCULO DE PROPIEDADES TERMODINAMICAS.....	78
ANEXO B	FACORES DE CORRELACION.....	82
ANEXO C	API 2000 6 EDICION.....	87
ANEXO D	SIMULACIÓN.....	94
ANEXO E	DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS.....	100

## INTRODUCCIÓN

En todos los procesos de producción es necesario un lugar, espacio o equipo donde almacenar el producto antes de ser enviado al cliente, y la industria de hidrocarburos no es la excepción. El petróleo producido desde los pozos después de pasar por determinadas facilidades debe ser almacenado en tanques.

El almacenamiento de los fluidos del proceso, principalmente corresponde a mantener el fluido en condiciones que no sufra cambios físicos o químicos que puedan afectar críticamente su calidad. Para tal fin se debe considerar diferentes variables que deben ser medidas y controladas para la transferencia de custodia. Una de las variables más importantes es la presión de almacenamiento debido a que su control equivocado puede afectar la integridad del tanque.

El presente proyecto inicia describe de las variables críticas que afectan el almacenamiento, continúa con una revisión de los posibles tipos de tanques para el almacenamiento. A partir de este conocimiento el proyecto se centra en la seguridad y control de presión de tanques especificados bajo la norma API 650 y 620 realizando gran énfasis en la norma respectiva API 2000.

Finalmente se realiza una revisión de los equipos disponibles para la seguridad y control de los tanques de almacenamiento para poder entregar una guía metodológica donde se realiza un ejercicio paso a paso para la seguridad y control del recipiente.

Cabe resaltar que el presente trabajo presenta una metodología para realizar la ingeniería respectiva. Existen variables específicas de la aplicación que deben ser evaluadas para el respectivo dimensionamiento, por lo tanto el presente proyecto no se hace responsable de accidentes o incidentes que se puedan llevar a cabo. Para mayor información consultar la norma respectiva.

## 1 CONDICIONES DE OPERACIÓN EN EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

La variedad de productos a almacenar en la industria de hidrocarburos es muy amplia, y la ingeniería debe tener condiciones de operación mínimas para identificar qué tipo de almacenamiento se debe dar al producto. Diferentes condiciones de proceso se deben llevar a cabo con el fin de estabilizar los productos objetivos. Estas condiciones de proceso deben tener un criterio de ingeniería que permita tener en cuenta las posibles situaciones que se pueden llevar a cabo en la práctica.

Diferentes variables comienzan a jugar un factor de decisión para el almacenamiento. El volumen, presión, temperatura, flujo de entrada, flujo de salida, nivel, materiales entre otras. A continuación se presentan las variables que directamente están implicadas con el almacenamiento de la producción.

### 1.1 PRESIÓN DE VAPOR

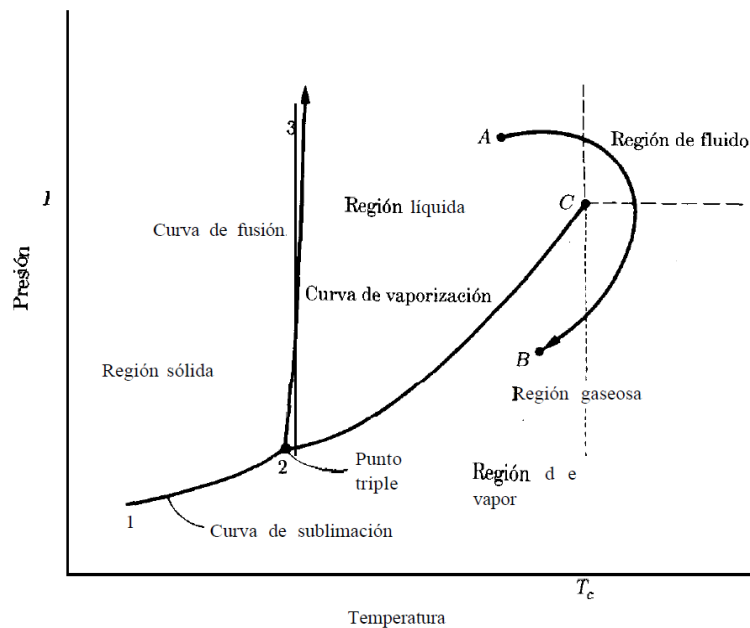
Inicialmente se conoce sistemas homogéneos o estados de la materia que para efectos prácticos solo mencionaremos líquido y Gas. Igualmente se conoce que para realizar una transición de un estado a otro está directamente implicado el término de energía. El ingreso o retiro de energía a un sistema en equilibrio permite modificar el comportamiento de las sustancias acorde a las variables Presión, Volumen y Temperatura (PVT).

Sin embargo existen procesos para conocer el comportamiento de las sustancias dejando constante una de esas variables. Por lo general la variable más común es el Volumen (Proceso isocórico). De esta manera se puede conocer el estado de la materia para una sustancia pura a la P-T como lo muestra la Figura 1.

La línea que divide las diferentes regiones se conoce como línea de saturación, es decir que justo en cualquier punto de tal línea la sustancia cambiara de estado ya sea a una presión constante o a una temperatura constante en el proceso, lo anterior se conoce como presión de saturación y temperatura de saturación

respectivamente. El cálculo de este punto de equilibrio se puede obtener mediante la Ecuación (1)<sup>1</sup>.

**Figura 1. Comportamiento P-T de una sustancia pura**



**Fuente:** JM Smit, H. C. Van Ness, M. M. Abbott. Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química. 5<sup>o</sup> edición. 1997. Fig. 3.1. P 60

$$\text{Log}(P_{VA}) = A + \left( \frac{B}{T_{LA} + C} \right) \quad (1)$$

Dónde:

$P_{VA}$  = Presión de vapor a la Temperatura de la superficie, mmHg

$T_{LA}$  = Temperatura de la superficie del líquido, °C

A = Constante A de Antoine´s. Ver Anexo A

B = Constante B de Antoine´s. Ver Anexo A

C = Constante C de Antoine´s. Ver Anexo A

<sup>1</sup> EPA United States Environmental Protection Agency; Chapter 7; P. 7.1-17

Cuando se trata de mezclas de sustancias puras se debe aplicar la teoría de equilibrio de fases, contemplando variables que gobiernan el equilibrio como la fugacidad. La teoría del equilibrio líquido-vapor es realmente extensa y no hace parte de los objetivos del presente documento. Sin embargo lo más importante es conocer el punto de burbuja y el punto de rocío a partir de los diagramas de Fases.

**La mezcla de hidrocarburos que se encuentra en los yacimientos, variedad de compuestos orgánicos, que resulta más práctico generar una envolvente para determinar las zonas de líquido, Gas, o Bifásicos. Una típica de los hidrocarburos se puede observar en la**

En la industria de hidrocarburos los términos en inglés más comunes son TVP (True vapor pressure) y RVP (Reid vapor pressure) para la presión de vapor. La TVP es la presión de vapor que ejerce un líquido orgánico en equilibrio a la temperatura T (ASTM-D 2879), mientras que la RVP (ASTM-D-323) es la presión de vapor absoluta (100°F) para líquidos petroleros no viscosos. Es común manejar el término RVP para hidrocarburos líquidos volátiles debido a que esta prueba específicamente se realiza para estandarizar de qué tipo de hidrocarburo se está produciendo en refinería. La RVP es la presión de vapor de un hidrocarburo líquido evaluada a 100°F, y es ligeramente diferente a la TVP debido a que es una corrección a la temperatura a la cual se va a almacenar el líquido.

Es común que a partir de la RVP se pueda conocer la TVP, esto se puede calcular con el ANEXO B.

, donde la línea de B a C representa la curva de burbuja, y la curva C a D representa la curva de Rocío. De esta manera se puede conocer a determinada presión y Temperatura el porcentaje de hidrocarburos en la fase líquida y el porcentaje de hidrocarburo en la fase Vapor cuando se encuentran en equilibrio.

**Cabe anotar que la envolvente de la**

En la industria de hidrocarburos los términos en inglés más comunes son TVP (True vapor pressure) y RVP (Reid vapor pressure) para la presión de vapor. La TVP es la presión de vapor que ejerce un líquido orgánico en equilibrio a la temperatura T (ASTM-D 2879), mientras que la RVP (ASTM-D-323) es la presión de vapor absoluta (100°F) para líquidos petroleros no viscosos. Es común manejar el término RVP para hidrocarburos líquidos volátiles debido a que esta prueba

específicamente se realiza para estandarizar de qué tipo de hidrocarburo se está produciendo en refinería. La RVP es la presión de vapor de un hidrocarburo líquido evaluada a 100°F, y es ligeramente diferente a la TVP debido a que es una corrección a la temperatura a la cual se va a almacenar el líquido.

Es común que a partir de la RVP se pueda conocer la TVP, esto se puede calcular con el ANEXO B.

, es construida con pruebas de laboratorio, realizando destilación del aceite a volumen constante. Esto es conocido como las pruebas PVT para la caracterización de hidrocarburos.

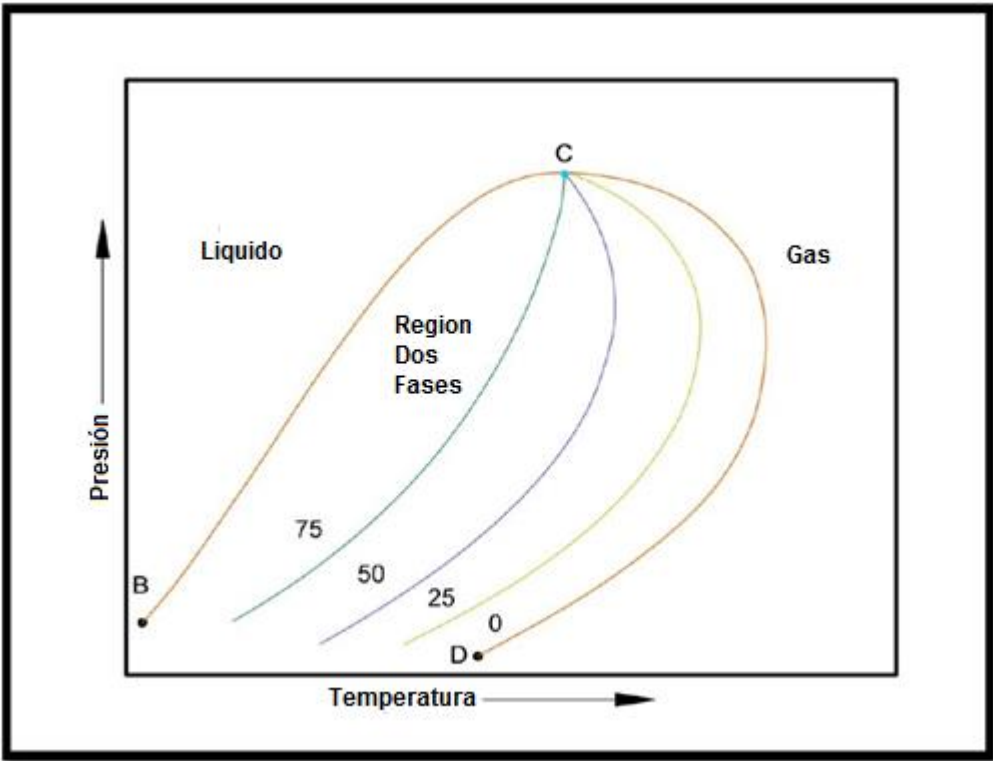
En la industria de hidrocarburos los términos en inglés más comunes son TVP (True vapor pressure) y RVP (Reid vapor pressure) para la presión de vapor. La TVP es la presión de vapor que ejerce un líquido orgánico en equilibrio a la temperatura T (ASTM-D 2879), mientras que la RVP (ASTM-D-323) es la presión de vapor absoluta (100°F) para líquidos petroleros no viscosos<sup>2</sup>. Es común manejar el término RVP para hidrocarburos líquidos volátiles debido a que esta prueba específicamente se realiza para estandarizar de qué tipo de hidrocarburo se está produciendo en refinería. La RVP es la presión de vapor de un hidrocarburo líquido evaluada a 100°F, y es ligeramente diferente a la TVP debido a que es una corrección a la temperatura a la cual se va a almacenar el líquido.

Es común que a partir de la RVP se pueda conocer la TVP, esto se puede calcular con el ANEXO B.

## **Figura 2 Envoltante de fases de una mezcla multicomponente**

---

<sup>2</sup> EPA Ibid., P. 7.1-16



**Fuente:** Tomado de SANTOS Nicolás, SISTEMAS DE SEPARACIÓN. Propiedades de los Fluidos Capítulo 2. Figura 2.22. P 2-43.

Una alternativa para realizar el cálculo de la TVP (true vapor pressure) a la temperatura de almacenamiento del líquido en la superficie, es utilizar la Ecuación (2)<sup>3</sup>.

$$P_{VA} = EXP \left[ A - \left( \frac{B}{T_{LA}} \right) \right] \tag{2}$$

Dónde:

EXP = Función exponencial

A = Constante A, Ver ANEXO B, adimensional

B = Constante B, Ver ANEXO B, °R

T<sub>LA</sub> = Temperatura del líquido en la superficie, °R

<sup>3</sup> EPA ibid., P. 7.1-17

$P_{VA}$  = Presión de Vapor TVP (true vapor pressure), psia

## 1.2 TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO

Cuando se tienen campos desarrollados, es posible conocer la temperatura de almacenamiento con la medición en sitio. Sin embargo la temperatura más importante en el almacenamiento es la de superficie ( $T_{LA}$ ), y cuando el proyecto se encuentra en fase de ingeniería es difícil obtenerla. La **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Ecuación (3)(15)<sup>4</sup> puede determinar la temperatura promedio de superficie.

$$T_{LA} = 0.44 * T_{AA} + 0.56 * T_B + 0.0079 * \alpha * I \quad (3)$$

Dónde:

$T_{LA}$  = Temperatura del líquido en la superficie, °R

$T_{AA}$  = Temperatura promedio del ambiente, °R

$T_B$  = Temperatura de la masa líquida, °R,

$\alpha$  = Factor adimensional de la absorción solar de la pintura, (Ver

### PRESIÓN DE TRABAJO

La presión de operación es el factor más importante en la selección del almacenamiento. En caso de no usar el recipiente a presión correspondiente se pueden generar incidentes o accidentes que afectaran el proceso, la integridad de la planta y el recurso humano.

La presión de trabajo principalmente está asociada con la presión de vapor de los fluidos a almacenar. En la sección 1.1 se generó el tratamiento básico de los hidrocarburos, con el fin de tener un producto de calidad que no genere cambios físicos ni químicos en su almacenamiento ni en su transferencia o transporte. Por ejemplo para el caso de líquidos la presión de operación debe estar por encima de

---

<sup>4</sup> EPA *ibid.*, P. 7.1-17

la presión de vapor para evitar las pérdidas de hidrocarburo que pasen a estado gaseoso.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra una forma rápida de determinar la presión de operación a partir del fluido de almacenamiento, al igual que permite conocer el tipo de tanque adecuado y la norma a utilizar.

Tabla 1)

$I$  = Promedio multianual de energía solar, Btu/(ft<sup>2</sup>.day); (Ver

Tabla 2)

Cuando la temperatura de la masa líquida no es conocida, se puede estimar a partir de la radiación solar y la temperatura ambiente con la ecuación (4)<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> EPA Ibid.,P. 7.1-18

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1 \quad (4)$$

Dónde:

$T_{AA}$  = Temperatura promedio del ambiente, °R

$T_B$  = Temperatura de la masa líquida, °R, ( $T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1$ )

$\alpha$  = Factor adimensional de la absorción solar de la pintura, (Ver Tabla 1)

### 1.3 PRESIÓN DE TRABAJO

La presión de operación es el factor más importante en la selección del almacenamiento. En caso de no usar el recipiente a presión correspondiente se pueden generar incidentes o accidentes que afectaran el proceso, la integridad de la planta y el recurso humano.

La presión de trabajo principalmente está asociada con la presión de vapor de los fluidos a almacenar. En la sección 1.1 se generó el tratamiento básico de los hidrocarburos, con el fin de tener un producto de calidad que no genere cambios físicos ni químicos en su almacenamiento ni en su transferencia o transporte. Por ejemplo para el caso de líquidos la presión de operación debe estar por encima de la presión de vapor para evitar las pérdidas de hidrocarburo que pasen a estado gaseoso.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra una forma rápida de determinar la presión de operación a partir del fluido de almacenamiento, al igual que permite conocer el tipo de tanque adecuado y la norma a utilizar.

**Tabla 1 Factor de absorción solar de la pintura en Tanques de techo fijo**

Color pintura	Tipo de pintura	Factor de pintura ( $\alpha$ )	
		Condiciones de pintura	
		buena	malo
Aluminio	Especular	0.39	0.49
Alúmina	Difusa	0.60	0.68
Aluminio	Sin pintar	0.10	0.15
Crema		0.35	0.49
Negro		0.97	0.97
Marrón		0.58	0.67
Gris	Ligero	0.54	0.63
Gris	Medio	0.68	0.74
Verde	Oscuro	0.89	0.91
Rojo	Fulminante	0.89	0.91
Orin	Oxido de hierro rojo	0.38	0.50
Bronce		0.43	0.55
Blanco	NA	0.17	0.34

**Notas:**  
 Si determinada información no está disponible, una concha blanca y techo, con la pintura en buenas condiciones, puede suponerse que representan la superficie del tanque más común o típico en uso. Si el techo del tanque y la cubierta están pintadas de un color diferente, ais determinado a partir de  $\alpha = (aR + aS) / 2$ ; donde aR es la absorción solar pintura del techo del tanque y aS es la pintura de absorción solar proyectil de tanque.

A. Esto se refiere al aluminio como metal base, en lugar de pintura de color aluminio.  
 B. EPA añadió el color negro de la tabla de marzo de 2008. ND = no aplicable.

Fuente: EPA United States Environmental Protection Agency; Chapter 7; Table 7.1-6; P. 7.1-69

**Tabla 2. Aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones en Colombia**

REGIÓN	KW.h/(m <sup>2</sup> año)
GUAJIRA	2.190
COSTA ATLÁNTICA	1.825
ORINOQUIA	1.643
AMAZONIA	1.551
ANDINA	1.643
COSTA PACÍFICA	1.278

**Fuente:** Atlas de radiación solar de Colombia; Consultado: 24/07/2015; disponible en [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/1-Atlas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf)

Cabe anotar que la presión de operación debe ser mayor que la presión de vapor para evitar pérdidas del fluido de interés por volatilización. La presión de operación puede ser calculada con la Ecuación (5), siempre y cuando la  $B_{Min}$  sea menor que  $\Delta$ .

$$\phi = B_{Max} + (\Delta - B_{Min}) * \frac{(T_{Max} + 460)}{(T_{Min} + 460)} - P_a \quad (5)$$

Dónde:

$\phi$  = Presión de Almacenamiento requerida, (psia)

$B_{Max}$  = Presión de vapor del líquido a la máxima temperatura en su superficie, (psia)

$B_{Min}$  = Presión de vapor del líquido a la mínima temperatura en su superficie, (psia)

$\Delta$  = Presión de disparo por vacío del dispositivo de venteo, (Psia)

$T_{Max}$  = Temperatura máxima promedio en superficie, (Psia)

$T_{Min}$  = Temperatura máxima promedio en superficie, (Psia)

$P_a$  = Presión atmosférica

**Tabla 3. Almacenamiento de fluidos de acuerdo a la presión de operación**

	Presion atmosferica†‡	0 a 2.5 psig†‡	2.5 a 15 psig‡	Sobre 15 psig§	Bajo tierra
crudo	X	X	X	–	X
condensado	X	X	X	X	X
aceite	X	X	–	–	X
gasolina natural	X	X	X	–	X
butanos	–	X°	X°	X	X
propano	–	X°	X°	X	X
Liquidos de Gas Natural Crudos	–	X°	X°	X	X
Etano	–	X°	X°	X	X
Petroquimicos	–	X°	X°	X	X
Gas Natural	–	–	–	X	X
Liquidos de Gas Natural	–	X°	X°	X	–
Agentes tratadores	X	X	–	–	–
Fluidos de deshidratacion	X	X	–	–	–
Quimicos especiales	X	X	X	–	–
Materiales solidos	X	–	–	–	–
Water	X	–	–	–	–

\* Algunos materiales pueden requerir una ligera presión positiva para excluir el aire, oxígeno, y / o agua, y conservar vapores Toxicos. Especificaciones API 12D y 12F también pueden ocurrir.

† API Standard 650 governs

‡ API Standard 620 governs

§ ASME Unfired Pressure Vessel Code, Section VII I governs

° Solamente refrigerado

Nota: Pueden existir condiciones de vacío y deben ser considerados en el diseño del tanque.  
Ejemplos: temperaturas ambiente bajas para evacuar sin aliviar.

**Fuente.** Modificado de GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA; Fig. 6-2; P 6-2

Cuando la  $B_{Min}$  es igual o mayor a  $\Delta$  se debe usar la Ecuación (6)<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA. Section 6:Storage; P 6-3

$$\phi = B_{Max} - P_a \quad (6)$$

Dónde:

$\phi$  = Presión de Almacenamiento requerida, (psia)

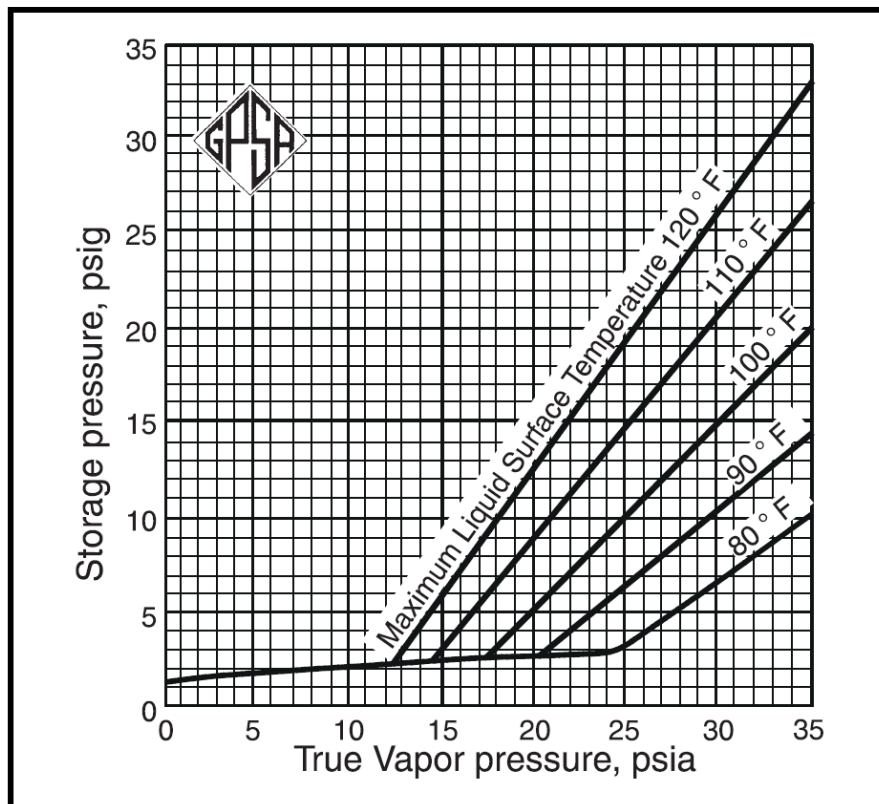
$B_{Max}$  = Presión de vapor del líquido a la máxima temperatura en su superficie, (psia)

$P_a$  = Presión atmosférica

La Figura 3, fue construida a partir de la ecuación (5) y (6) Bajo las siguientes premisas:

- La temperatura mínima de superficie del líquido es 10°F menor que la temperatura máxima de superficie del líquido.
- La temperatura máxima del espacio de vapor es 40°F mayor que la temperatura máxima de superficie del líquido.
- Condiciones ambientales estables (Temperatura ambiente de 100°F)
- Estas variaciones de temperatura son significativamente mayores a las que pueden experimentarse normalmente en los cambios de día. Por lo tanto, la línea inferior horizontal, que corresponde a una presión de almacenamiento de 2.5 Psig para hidrocarburos de baja volatilidad; es conservativa y permite un amplio margen de operación.

**Figura 3.** Presión de almacenamiento VS Presión de vapor



**Fuente.** GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA; Fig. 6-3; P 6-3

#### 1.4 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento continúa siendo una actividad indispensable en el transporte y manejo de hidrocarburos. La selección del tipo y tamaño de tanque está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

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.

Buenas prácticas para la capacidad de almacenamiento dice que se debe tener capacidad en un campo de producción de 5 días de almacenamiento de la producción, para una terminal de recibo de crudo esta capacidad esta alrededor de 15 días. La capacidad nominal de almacenamiento se puede calcular con la Ecuación (7), sin embargo esta capacidad debe estar acorde con los espaciamentos requeridos del tanque de acuerdo a la locación, de otra forma se puede dividir dicha capacidad.

$$C = P * t \quad (7)$$

Dónde:

C = Capacidad nominal de almacenamiento (Barriles)

P = Producción de aceite del campo (Barriles/ Día)

T = tiempo (Días)

Con el fin de suministrar un dimensionamiento preliminar, y si la presión de operación cumple los requerimientos de la API 650. Se puede usar la tabla Tabla 4 para tanques con lámina de 72 in, y la Tabla 5 para tanques con lamina de 96 in para obtener el diámetro y la altura de acuerdo a la capacidad requerida de almacenamiento.

La capacidad nominal dada en es calculada mediante la siguiente ecuación (8)

$$C = 0,14 * D^2 * H \quad (8)$$

Dónde:

C = Capacidad nominal de almacenamiento (Barriles)

D = Diámetro del tanque (Ft)

H = Altura del tanque (Ft)

**Tabla 4 Capacidad nominal en Barriles para tanques construidos con láminas de 72 in.**



Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9	Column 10	Column 11
Tank Diameter ft	Capacity per ft of Height barrels	Tank Height (ft) / Number of Courses in Completed Tank								
		12 / 2	18 / 3	24 / 4	30 / 5	36 / 6	42 / 7	48 / 8	54 / 9	60 / 10
10	14.0	170	250	335	420	505	—	—	—	—
15	31.5	380	565	755	945	1,130	—	—	—	—
20	56.0	670	1,010	1,340	1,680	2,010	2,350	2,690	—	—
25	87.4	1,050	1,570	2,100	2,620	3,150	3,670	4,200	4,720	5,250
30	126	1,510	2,270	3,020	3,780	4,530	5,290	6,040	6,800	7,550
35	171	2,060	3,080	4,110	5,140	6,170	7,200	8,230	9,250	10,280
40	224	2,690	4,030	5,370	6,710	8,060	9,400	10,740	12,100	13,430
45	283	3,400	5,100	6,800	8,500	10,200	11,900	13,600	15,300	17,000
50	350	4,200	6,300	8,400	10,500	12,600	14,700	16,800	18,900	21,000
60	504	6,040	9,060	12,100	15,110	18,130	21,150	24,190	37,220	28,260
<i>D = 58</i>										
70	685	8,230	12,340	16,450	20,580	24,700	28,800	32,930	30,970	—
80	895	10,740	16,120	21,500	26,880	32,260	37,600	35,810	<i>D = 64</i>	—
90	1,133	13,600	20,400	27,220	34,030	40,820	40,510	<i>D = 73</i>	—	—
100	1,399	16,800	25,200	33,600	42,000	48,400	<i>D = 83</i>	—	—	—
120	2,014	24,190	36,290	48,380	58,480	<i>D = 98</i>	—	—	—	—
<i>D = 118</i>										
140	2,742	32,930	49,350	65,860	—	—	—	—	—	—
160	3,581	43,000	64,510	74,600	—	—	—	—	—	—
180	4,532	54,430	81,650	<i>D = 149</i>	—	—	—	—	—	—
200	5,595	67,200	100,800	—	—	—	—	—	—	—
220	6,770	81,310	102,830	—	—	—	—	—	—	—
<i>D = 202</i>										
<p>NOTE The nominal capacities given in this table were calculated using the following formula:</p> <p>In USC units:</p> $C = 0.14D^2H$ <p>where</p> <p><i>C</i> is the capacity of tank, 42-gal barrels;</p> <p><i>D</i> is the diameter of tank, in ft (see A.4.1);</p> <p><i>H</i> is the height of tank, in ft (see A.4.1).</p> <p>The capacities and diameters in italics (Columns 4 through 11) are the maximums for the tank heights given in the column heads, based on a maximum permissible shell-plate thickness of 1/2 in., a maximum allowable design stress of 21,000 lb/in.<sup>2</sup>, a joint efficiency of 0.85, and no corrosion allowance (see A.4.1).</p>										

Fuente. API 650. Welded Tanks for oil Storage TWELFTH EDITION, MARCH 2013, P A-3

**Tabla 5 Capacidad nominal en Barriles para tanques construidos con láminas de 96 in.**



Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9
Tank Diameter ft	Capacity per ft of Height barrels	Tank Height (ft) / Number of Courses in Completed Tank						
		16 / 2	24 / 3	32 / 4	40 / 5	48 / 6	56 / 7	64 / 8
10	14.0	225	335	450	—	—	—	—
15	31.5	505	755	1,010	1,260	—	—	—
20	56.0	900	1,340	1,790	2,240	2,690	—	—
25	87.4	1,400	2,100	2,800	3,500	4,200	4,900	5,600
30	126	2,020	3,020	4,030	5,040	6,040	7,050	8,060
<i>D = 54</i>								
35	171	2,740	4,110	5,480	6,850	8,230	9,600	10,980
40	224	3,580	5,370	7,160	8,950	10,740	12,540	14,340
45	283	4,530	6,800	9,060	11,340	13,600	15,880	18,140
50	350	5,600	8,400	11,200	14,000	16,800	19,600	22,400
60	504	8,060	12,100	16,130	20,160	24,190	28,220	26,130
<i>D = 54</i>								
70	685	10,960	16,450	21,950	27,440	32,930	30,140	—
80	895	14,320	21,500	28,670	35,840	35,810	<i>D = 62</i>	—
90	1,133	18,130	27,220	36,290	45,360	<i>D = 73</i>	—	—
100	1,399	22,380	33,600	44,800	<i>D = 88</i>	—	—	—
120	2,014	32,250	48,380	54,200	—	—	—	—
<i>D = 110</i>								
140	2,742	43,900	65,860	—	—	—	—	—
160	3,581	57,340	74,600	—	—	—	—	—
180	4,532	72,570	<i>D = 149</i>	—	—	—	—	—
200	5,595	89,600	—	—	—	—	—	—
220	6,770	108,410	—	—	—	—	—	—

NOTE The nominal capacities given in this table were calculated using the following formula:  
 In USC units:  
 $C = 0.14D^2H$   
 where  
*C* is the capacity of tank, 42-gal barrels;  
*D* is the diameter of tank, in ft (see A.4.1);  
*H* is the height of tank, in ft (see A.4.1).  
 The capacities and diameters in italics (Columns 4 through 9) are the maximums for the tank heights given in the column heads, based on a maximum permissible shell-plate thickness of 1/2 in., a maximum allowable design stress of 21,000 lb/in.<sup>2</sup>, a joint efficiency of 0.85, and no corrosion allowance (see A.4.1).

Fuente. API 650. Welded Tanks for oil Storage TWELFTH EDITION, MARCH 2013, P A-7

## 2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS

El petróleo producido desde los pozos después de pasar por determinadas facilidades para su estabilización, debe ser almacenado en tanques. Sin embargo el uso de tanques en un campo petrolero no solo es para el almacenamiento de crudo, usualmente estos tanques son usados para almacenar diluyentes como Nafta, químicos necesarios para el tratamiento, agua de producción, aguas para el consumo interno del campo entre otros fluidos requeridos.

### 2.1 CLASIFICACIÓN DE TANQUES

Cuando se habla de tanques o recipientes en la industria de los hidrocarburos existen diferentes tipos. Sus diferentes clasificaciones principalmente son por su forma, diseño, fluido a almacenar, rango de presión, tipo de norma aplicada, etc. Una de esas clasificaciones es de acuerdo a su diseño.

#### 2.1.1 Tanque abierto<sup>7</sup>

Utilizados para almacenar productos en los cuales no es importante que este se contamine o que se evapore a la atmosfera, este es el caso del agua cruda, residual, contra incendios, etc. El diseño de este tipo de tanque requiere de un cálculo especial del anillo de coronamiento.

Debido a que el petróleo crudo o cualquiera de sus derivados tienen un porcentaje de Gas o Gas libre que siempre estará dejando hidrocarburo en el ambiente, no es recomendable utilizar estos tanques.

#### 2.1.2 Tanque de techo fijo (Fixed Roof Tank, FRT)<sup>8</sup>

Comúnmente son verticales como se muestra en la Figura 4, existe la construcción de tanques horizontales pero máximo hasta 4000 Galones y su longitud no debe ser mayor a 6 veces el diámetro.

<sup>7</sup> ECOPETROL, Instructivo para la selección y dimensionamiento de Tanques, ECP-VST-P-PRO-IT-005. P 5

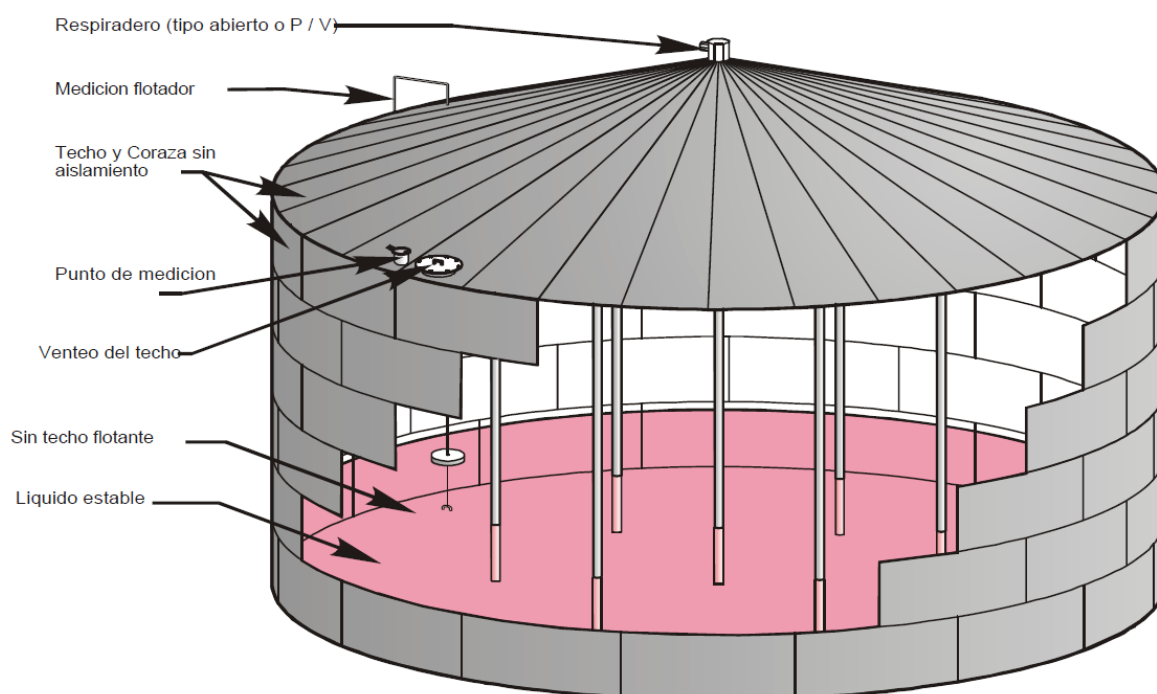
<sup>8</sup> EPA United States Environmental Protection Agency; Chapter 7; P. 7.1-1

Generalmente se construyen en acero al carbón, se caracterizan por tener un techo soldado permanentemente que puede variar su diseño del domo. No es recomendable para productos muy volátiles debido a que el techo puede ser afectado por cambios de temperatura, presión y/o Nivel de líquido. Por lo anterior estos Tanques siempre tienen que contar con un sistema de equipos que permitan la inhalación o exhalación para la regulación de la presión.

Los tanques de techo fijo son instalados en servicios tanto en superficie como subterráneos, para ello el techo generalmente es construido en acero al carbón con fibra de vidrio o recubrimientos en poli-estireno.

Debido a los productos que se almacenan en este tanque es recomendable protección para la corrosión mediante ánodos de sacrificio.

**Figura 4. Tanque de techo fijo**



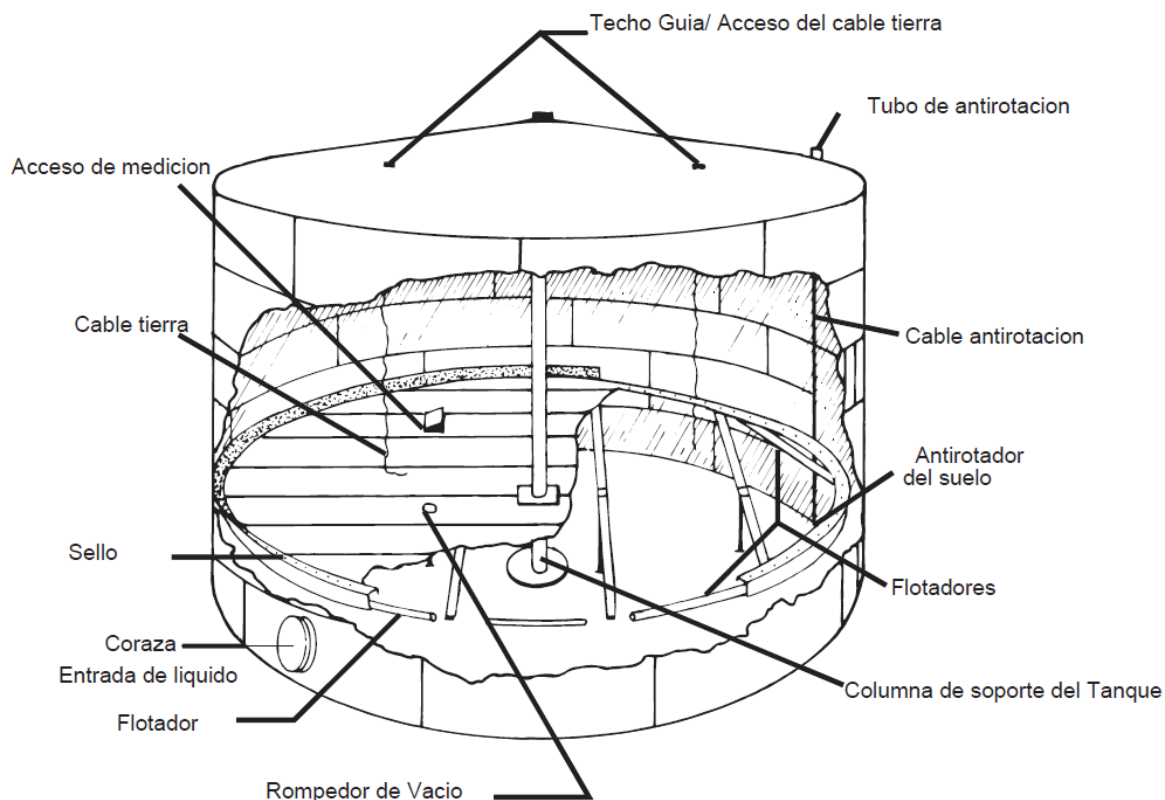
**Fuente:** EPA United States Environmental Protection Agency; Chapter 7; P. 7.1-42

### 2.1.3 Tanque de techo fijo con cubierta flotante interna (Internal floating Roof Tank, IFRT)

Los tanques de techo fijo con cubierta flotante son usados debido a requerimientos ambientales y por seguridad donde debe existir un contacto entre la cubierta flotante y el líquido, con el fin de disminuir evaporaciones y creación de atmosferas explosivas. (Figura 5)

Hay que tener especial diseño de la cubierta flotante con el fin de generar un sello permanente entre la periferia de este y el cuerpo del tanque como lo muestra la Figura 6, con el fin de no permitir que el fluido llegue a la parte superior de la cubierta flotante.

**Figura 5.** Arreglo típico de un tanque de techo fijo con cubierta flotante



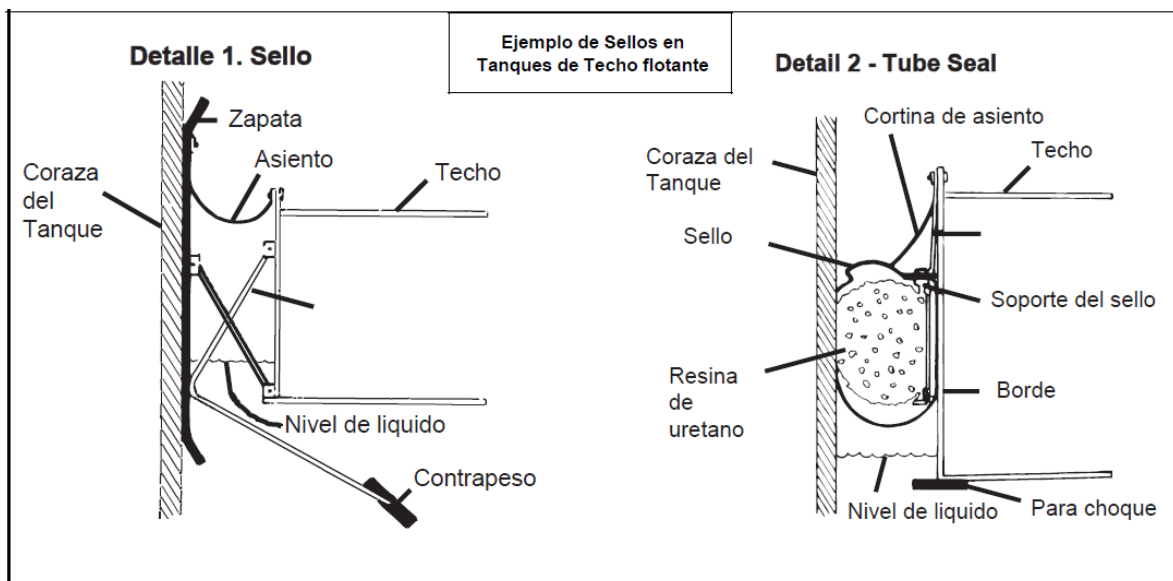
**Fuente:** Tomado y modificado de GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA; Fig. 6-8; P 6-6

### 2.1.4 Tanque de techo flotante (External floating Roof Tank, EFRT)

Son utilizados para almacenamiento de productos altamente volátiles a cercanas a la atmosférica. En este tanque el techo del tanque está en contacto con el líquido, previniendo atmosferas explosivas, reduciendo la cámara del espacio de vapor para disminuir la transferencia de masa y calor esta manera disminuir las perdidas por evaporación (Pérdida de producto). En la

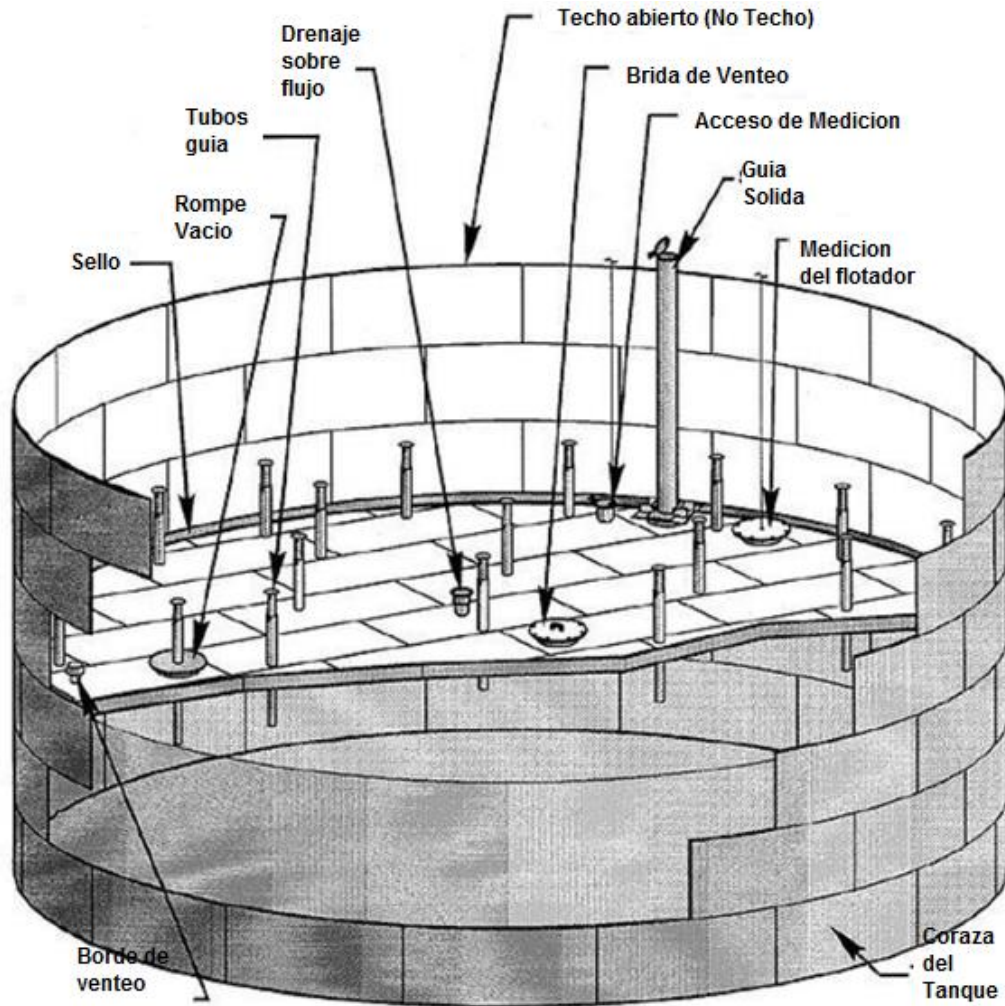
Figura 7 se puede identificar que el techo es soportado mediante con columnas que permiten que el techo ascienda uniformemente cuando el tanque se está llenando, adicional de todos los soportes que permiten que el techo descansa cuando no está en operación. Hay que tener especial diseño del techo con el fin de generar un sello permanente entre la periferia de este y el cuerpo del tanque, en la Figura 6 se muestran ejemplos de este tipo de sello.

**Figura 6.** Ejemplo de tipos de sello para tanques de techo flotante



**Fuente:** Tomado y modificado de GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA; Fig. 6-8; P 6-6

| **Figura 7.** Tanque de techo flotante



**Fuente:** ECOPETROL, Instructivo para la selección y dimensionamiento de Tanques, ECP-VST-P-PRO-IT-005. Figura 5, P 9

## 2.2 NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO<sup>9</sup>

Para el cálculo, diseño y construcción de estos equipos existen varias normas y códigos, pero las más difundidas y empleadas en las industrias de procesos son las de *American Petroleum Institute* (API), siendo los siguientes estándares aplicables.

- API Standard 620: Es aplicable a grandes tanques horizontales o verticales soldados en el campo, son en acero que operan a presiones de vapor menores a 2.5 Psig y a temperaturas no superiores a 93°C.
- API standard 650: Es aplicable a grandes tanques horizontales o verticales soldados en campo, son en acero que operan a presiones de vapor menores a 1.5 Psig y a temperaturas no superiores a 121°C.
- API specification 12D: Es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en el campo para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 75 y 1500 m<sup>3</sup>.
- API specification 12F: Es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en el taller para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 13.5 y 75 m<sup>3</sup>.
- API specification 653 (1991): Es aplicable a la inspección, reparación, alteración, desmontaje y reconstrucción de tanques horizontales o verticales, basándose en las recomendaciones del STD API 650.

Estos estándares cubren el diseño, fabricación, inspección, montaje, ensayos y mantenimiento de los mismos.

Debido al alcance del presente proyecto solo se analizará los parámetros de diseño y operación por presión para las normas API 650 y 620. Las normas

---

<sup>9</sup> GOMEZ, A. y CASTILLO, J. Definición de estándares operativos para tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (ingenieros de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

mencionadas refieren a tanques de varias capacidades, soldados de techo fijo (2.1.2) y deben ser protegidos por presión en caso de fluctuaciones en el proceso.

Para el diseño y operación de los tanques, principalmente se debe conocer la máxima presión de trabajo y el máximo vacío permisible en el tanque. Estos dos valores permiten generar un rango de operación del tanque el cual estamos netamente obligados a cumplir con las condiciones de operación si no se desea un incidente o accidente. Basado en el MAWP (Maximum available working pressure) y el MAWV (Maximum available working Vacuum), se puede determinar toda la instrumentación para la protección del tanque.

### 2.2.1 Diseño y operación por presión para API STANDARD 650

La norma estándar API 650 permite ser aplicada para tanques de varios tamaños soldados en campo, horizontales o verticales, y almacenamiento de fluidos a presiones internas manométricas cercanas a la presión atmosférica (la fuerza ejercida por la presión interna del tanque no excede el peso del techo). Además esta norma es aplicada para tanques que sin estar refrigerados tienen temperaturas de diseño menores a 200°F.

El diseño por presión de tanques bajo API 650, se refiere a la presión máxima de diseño y el vacío máximo de diseño, considerando que presión se refiere a la presión positiva de la atmosférica y el vacío como la presión negativa de la atmosférica como referencia.

**Los tanques diseñados bajo API 650 no deben superar 18 Kpa (2.5lb/in<sup>2</sup>) por presión y 0.25 Kpa (1 InH<sub>2</sub>O) en vacío a excepción de que existan consideración especiales de operación que permitan llegar a un vacío superior a (1 inH<sub>2</sub>O)<sup>10</sup>. En caso de existir dicho vacío, favor remitirse al anexo V de la API 650.**

Basado en el párrafo anterior, estos valores son muy conservadores para plantear el diseño de la instrumentación. Sin embargo si se desea generar cálculos de ingeniería de detalle se debe referir al Anexo F de la API 650 (March 2013).

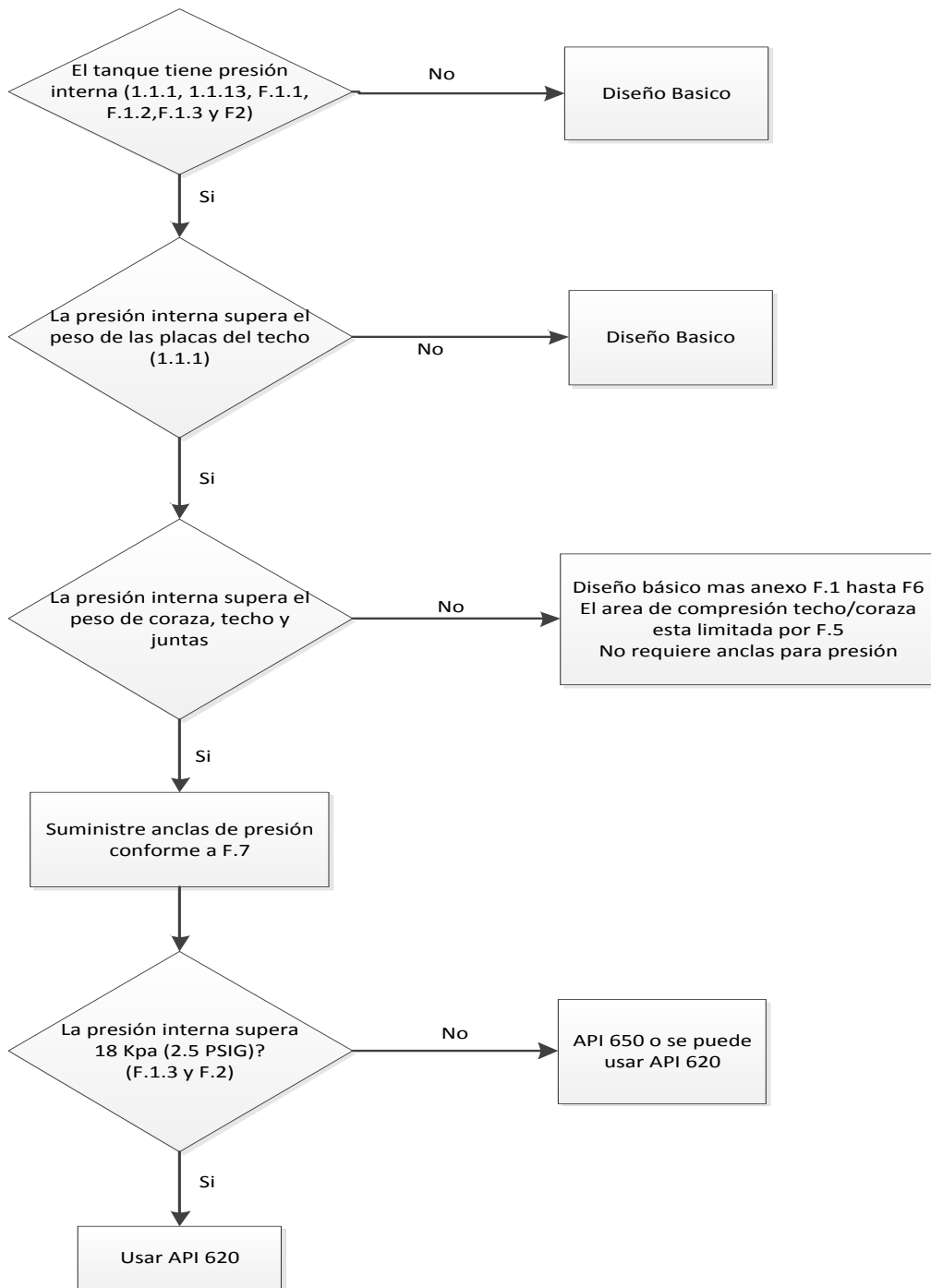
El anexo F de la API 650 tiene consideraciones específicamente para materiales, dimensiones, áreas, y pesos tanto del techo como de la coraza del tanque. Sin

---

<sup>10</sup> API 650 Welded Tanks for oil Storage TWELFTH EDITION, MARCH 2013, P 5-9

embargo la Figura 8 Muestra una metodología de decisión para el cálculo de presión y vacío acorde con la API 650, e inclusive muestra los límites para remitirse a la API 620.

| **Figura 8.** Árbol de decisión para el diseño detallado por presión de tanques bajo API 650.



**Fuente.** Norma API 650. Welded Tanks for oil Storage TWELFTH EDITION, MARCH 2013, P F-2

## 2.2.2 Diseño y operación por presión para API STANDARD 620

Hemos hablado del diseño bajo la norma API 650 especificando los rangos de operación por presión que se ajustan para esta norma. Sin embargo en el numeral 1.2.1 se especificó que existía un límite máximo para la API 650 de 18 Kpa (2.5lb/in<sup>2</sup>) a presión positiva.

La API 620, es la norma estándar aplicada para tanques de almacenamiento verticales y cilíndricos que cumplen las mismas especificaciones, diseño y construcción que la API 650 acorde a su numeral 5.7.1.8, F.1, y F.7, con un rango de operación para tanques no mayor a 15 Psig. En caso de sobrepasar esta presión debe remitirse a la ASME sección VIII<sup>11</sup>

## 2.3 DISTRIBUCIÓN DE TANQUES EN SUPERFICIE

Los tanques deben estar distribuidos estratégicamente para prevenir operaciones equivocadas, derrames en la locación, explosiones y contingencias inesperadas. Como criterio de dicha seguridad es necesario contemplar el fluido que se va a almacenar, si es estable o inestable y a que presión este fluido debe ser almacenado. En la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9, Tabla 10 y Tabla 11, se especifica los requerimientos de distancia de acuerdo al fluido, localización y operación en la que se encuentra el tanque.

---

<sup>11</sup> API 620, Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks. p 1-3

**Tabla 6.** Líquidos Estables [Presión de operación igual o inferior a 2,5 lb/pulg<sup>2</sup> manom. (17,2 kPa)]

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública. No será inferior a 5 pies (1,5 m).	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad. No será inferior a 5 pies (1,5 m).
Techo flotante [Ver 2-3.2.1(a)]	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	½ diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Ninguna	Diámetro del tanque, pero no es necesario que supere los 175 pies (53m)	1/6 del diámetro del tanque
Vertical con junta débil entre el techo y el cuerpo (Ver 2-3.5.3)	Espuma aprobada o sistema aprobado de inertización <sup>2</sup> en tanques que no superen 150 pies de diámetro <sup>3</sup> (46 m)	½ diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	Diámetro del tanque	1/3 del diámetro del tanque
	Ninguna	2 veces el diámetro del tanque, pero no es necesario que supere los 350 pies (105 m)	1/3 del diámetro del tanque
	Sistema aprobado de inertización <sup>2</sup> en el tanque, o sistema de espuma aprobado en tanques verticales	½ del valor indicado en la Tabla 2-6	½ del valor indicado en la Tabla 2-6
Horizontal y vertical con venteo de alivio de emergencia para limitar las presiones a 2,5 lb/pulg <sup>2</sup> manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	Tabla 2-6	Tabla 2-6
	Ninguna	2 veces el valor indicado en la Tabla 2-6	Tabla 2-6

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

<sup>1</sup> Ver definición de “Protección de exposiciones”.

<sup>2</sup> Ver norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*.

<sup>3</sup> Para tanques con diámetros superiores a 150 pies, emplear “Protección de exposiciones” o “Ninguna”, según resulte aplicable.

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 14

**Tabla 7. Líquidos Estables [Presión de operación superior a 2,5 lb/pulg<sup>2</sup> manom. (17,2 kPa)]**

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.
Cualquier tipo	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	1½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies	1½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies
	Ninguna	3 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	½ del valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

<sup>1</sup> Ver definición de "Protección de exposiciones".

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 14

**Tabla 8 Líquidos con características de Ebullición Desbordante**

Tipo de tanque	Protección	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública. No será inferior a 5 pies.	Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad. No será inferior a 5 pies.
Techo flotante [Ver 2-3.2.1(a)]	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	½ del diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
	Ninguna	Diámetro del tanque	1/6 del diámetro del tanque
Techo fijo	Espuma aprobada o sistema de inertización aprobado <sup>2</sup>	Diámetro del tanque	1/3 del diámetro del tanque
	Protección de exposiciones <sup>1</sup>	2 veces el diámetro del tanque	2/3 del diámetro del tanque
	Ninguna	4 veces el diámetro del tanque, pero no es necesario exceder los 350 pies	2/3 del diámetro del tanque

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

<sup>1</sup> Ver definición de "Protección de exposiciones".

<sup>2</sup> Ver norma NFPA 69, Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones.

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 14

**Tabla 9. Líquidos Inestables**

<b>Tipo de tanque</b>	<b>Protección</b>	<b>Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.</b>	<b>Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.</b>
Tanques horizontales y verticales con venteo de alivio de emergencia para impedir que la presión supere 2,5 lb/pulg <sup>2</sup> manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes: rociado de agua aprobado, sistema de inertización aprobado <sup>1</sup> , aislación y refrigeración aprobada, barricada aprobada	Tabla 2-6, pero nunca inferior a 25 pies	No inferior a 25 pies
	Protección de exposiciones <sup>2</sup>	2½ veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	No inferior a 50 pies
	Ninguna	5 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 100 pies	No inferior a 100 pies
Tanques horizontales y verticales con venteos de alivio de emergencia para permitir que la presión supere los 2,5 lb/pulg <sup>2</sup> manom. (presión manométrica de 17,2 kPa)	Tanque protegido con cualquiera de los siguientes: rociado de agua aprobado, sistema para volver inerte aprobado <sup>1</sup> , aislación y refrigeración aprobada, barricada aprobada	2 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 50 pies	No inferior a 50 pies
	Protección de exposiciones <sup>2</sup>	4 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 100 pies	No inferior a 100 pies
	Ninguna	8 veces el valor indicado en la Tabla 2-6, pero nunca inferior a 150 pies	No inferior a 150 pies

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

<sup>1</sup> Ver norma NFPA 69, *Norma sobre Sistemas de Prevención de Explosiones*.

<sup>2</sup> Ver definición de "Protección de exposiciones".

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 14

**Tabla 10. Líquidos Clase IIIB**

Capacidad del tanque (galones)	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública		Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.	
	(pies)	(metros)	(pies)	(metros)
12.000 o menos	5	1,5	5	1,5
12.001 a 30.000	10	3	5	1,5
30.001 a 50.000	10	3	10	3
50.001 a 100.000	15	4,5	10	3
100.001 o más	15	4,5	15	4,5

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8 L

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 15

**Tabla 11 Espaciamiento mínimo entre tanques (entre cuerpos)**

	Tanques con techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
		Líquidos Clase I o Clase II	Líquidos Clase IIA
Todos los tanques cuyo diámetro no supere 150 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 pies
Tanques con diámetros superiores a 150 pies			
Si el embalse remoto está de acuerdo con 2-3.4.2	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes
Si se ha provisto un dique de acuerdo con 2-3.4.3	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/3 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P 16

**Tabla 12.** Tabla 2,6 de la NFPA como referencia para usar las tablas 5 y 6

Capacidad del tanque (galones)	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.		Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.	
	(pies)	(metros)	(pies)	(metros)
275 o menos	5	1,5	5	1,5
276 a 750	10	3	5	1,5
751 a 12.000	15	4,5	5	1,5
12.001 a 30.000	20	6,1	5	1,5
30.001 a 50.000	30	9,2	10	3
50.001 a 100.000	50	15,2	15	4,5
100.001 a 500.000	80	24,4	25	6,1
500.001 a 1.000.000	100	30,5	35	10,6
1.000.001 a 2.000.000	135	41,1	45	13,7
2.000.001 a 3.000.000	165	50,3	55	16,8
3.000.000 o mas	175	53,3	60	18,3

Unidades del SI: 1 pie = 0,3m; 1 gal = 3,8 L

**Fuente:** NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996, P

### 3 PROTECCIÓN DE TANQUES DE BAJA PRESIÓN Y TECHO FIJO BAJO LA NORMA API 2000

La protección de un recipiente es vital con el fin de conservar un activo. La API 2000 es la norma que actualmente especifica en el mundo la protección de recipientes de baja presión.

#### 3.1 GENERALIDADES DE LA NORMA API 2000

Este método es un estándar que cubre los requerimientos de operación de tanques y recipientes de almacenamiento a baja presión.

Estos tanques son normalmente operados a muy bajas presiones (pulgadas de columna de agua) pero están diseñados a una presión máxima de trabajo permisible (MAWP) de 15 psig.

La API 2000 permite obtener el cálculo de la capacidad de venteo en tanques, sin embargo, como lo menciona la API 2000 “Los estudios de ingeniería de un tanque de pueden indicar que la capacidad de alivio adecuado para el tanque no es la capacidad de alivio estimado de acuerdo con esta Norma Internacional. Las muchas variables asociadas con necesidades de alivio del tanque, hacen que sea imposible establecer reglas sucesivamente definidas y aplicables a todos los lugares y condiciones”<sup>12</sup>. Este método no indica que para todos los tanques en cualquier localización va a funcionar óptimamente. Cada tanque es una condición diferente.

A partir de la sexta edición de la API 2000 se considera como la norma internacional ISO 28300 a partir de la unión de la API STANDARD 2000 5<sup>th</sup> Edition y la EN 14015: 2005<sup>13</sup>, tal como lo muestra la Figura 9.

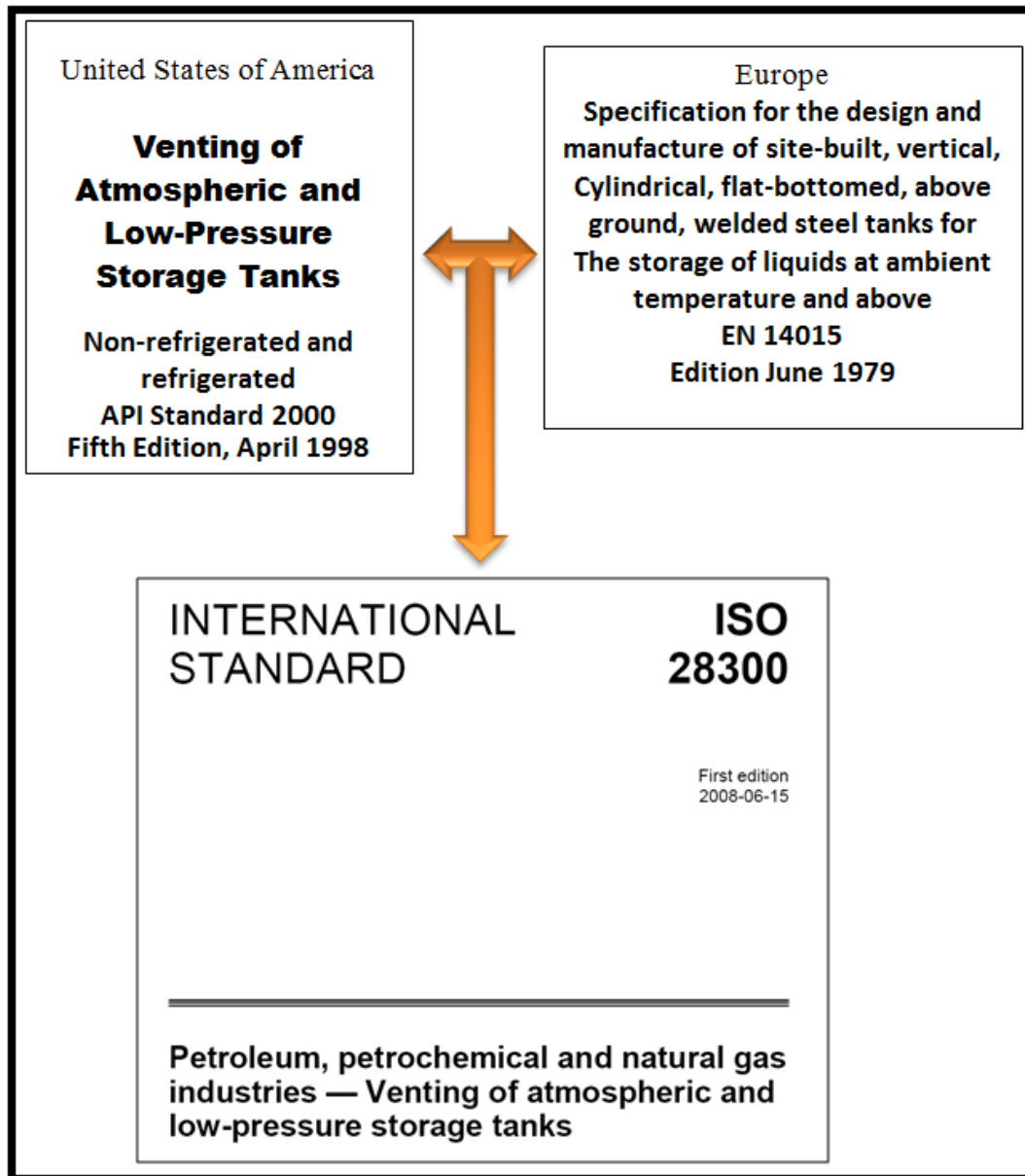
Sin embargo la API STANDARD 2000 5<sup>th</sup> Edition, fue incluida en la ISO 28300 como el anexo A con el fin de ser aplicada bajo determinadas restricciones. Siendo un método fácil y rápido de aplicar.

---

<sup>12</sup> API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. P V

<sup>13</sup> Ibid., P V

Figura 9. ISO 28300 como una norma internacional



### 3.2 DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE VENTEO<sup>14</sup>

Cuando se tiene un tanque existen diferentes circunstancias que pueden generar una sobrepresión o un vacío en el tanque. La API 2000 principalmente considera las siguientes causas de sobrepresión o vacío:

- ✓ **Movimiento de fluidos en el tanque:** El desplazamiento de fluidos líquidos en el tanque por llenado o vaciado, genera un requerimiento de ocupar o liberar un espacio en el tanque, con el fin de mantener las condiciones de operación del recipiente.
- ✓ **Cambios climáticos, por ejemplo presión y temperatura:** Los cambios climáticos ocasionados por las diferentes estaciones del año, o debido a que en la noche tenemos disminución de la temperatura por falta de la presencia de luz solar, los vapores se pueden condensar, o los líquidos pueden evaporarse de acuerdo al cambio.
- ✓ **El tanque está expuesto a un caso de fuego:** En caso de que un rayo pueda caer en el tanque, y genere una ignición en presencia de hidrocarburo y aire se producirá fuego dentro del tanque y la presión aumenta dentro del tanque.
- ✓ **Falla en operación de equipos:** Diferentes equipos son instalados en el recipiente y todos estos equipos están expuestos a un punto de falla. El bloqueo de algún equipo puede generar un cambio de presión o temperatura dentro del recipiente.

Cualquiera de las circunstancias anteriores genera un requerimiento de capacidad de alivio por presión, o capacidad de inhalación por vacío. Este requerimiento de capacidad de alivio es calculado por la API 2000.

De acuerdo a la API 2000, el requerimiento de la capacidad de venteo en los tanques se divide en los siguientes escenarios.

- a) Inhalación al tanque por salida de líquidos debido al desplazamiento volumétrico.
- b) Inhalación al tanque por condensación de vapores en el espacio de vapor del recipiente

---

14 API 2000 Ibid., P 7

- c) Exhalación del tanque por entrada de líquidos y desplazamiento volumétrico.
- d) Exhalación del tanque por evaporación de líquidos en el espacio de vapor del recipiente
- e) Venteo de emergencia por exposición al fuego

Estos requerimientos de capacidades pueden sumarse y considerarse en caso de contingencias para obtener el cálculo total de capacidades por inhalación y exhalación.

### 3.2.1 Cálculo de la capacidad por llenado y descarga del recipiente<sup>15</sup>

El cálculo de la capacidad de gas necesario a exhalar del tanque por el desplazamiento volumétrico de fluidos debido al llenado del tanque, es más conocido industrialmente como el “Out-breathing volumetric flow rate”. Este se puede calcular mediante la Ecuación (9). Tener en cuenta que esta ecuación es práctica para fluidos a almacenar con presión de vapor menor a 0.73 psi.

$$\dot{V}_{op} = 8.02 * \dot{V}_{pf} \quad (9)$$

Dónde:

$\dot{V}_{op}$  = Capacidad de exhalación por desplazamiento volumétrico, Ft<sup>3</sup>/h de aire.

$\dot{V}_{pf}$  = Flujo de llenado de líquido del tanque, US gpm.

El cálculo de la capacidad de gas necesario a inhalar del tanque por el desplazamiento volumétrico de fluidos debido a la descarga del tanque, es más conocido industrialmente como el “In-breathing volumetric flow rate”. Este se puede calcular mediante la Ecuación (10) . Tener en cuenta que esta ecuación es práctica para fluidos a almacenar con presión de vapor menor a 0.73 psi.

---

<sup>15</sup> API 2000 Ibid., P 8

$$\dot{V}_{ip} = 8.02 * \dot{V}_{pe} \quad (10)$$

Dónde:

$\dot{V}_{ip}$  = Capacidad de exhalación por desplazamiento volumétrico, Ft<sup>3</sup>/h de aire.

$\dot{V}_{pe}$  = Flujo de descarga de líquido del tanque, US gpm.

### 3.2.2 Cálculo de la capacidad térmica de inhalación y exhalación en el tanque<sup>16</sup>.

El cálculo de la capacidad de exhalación térmica debido al cambio de temperatura y generación de vapores, es posible calcularlo mediante la Ecuación (11).

$$\dot{V}_{OT} = 1.51 * Y * V_{tk}^{0.9} * R_i \quad (11)$$

Dónde:

$\dot{V}_{OT}$  = Capacidad térmica de exhalación, Ft<sup>3</sup>/h de aire.

Y = Factor de corrección por latitud, (ver Tabla 13 )

$V_{tk}$  = Volumen del tanque, Ft<sup>3</sup>

$R_i$  = Factor por Aislamiento térmico,

**Tabla 13 Factor de corrección Y por latitud**

Latitud	Y-factor
Menor a 42°	0,32
Entre 42° y 58°	0,25
Sobre 58°	0,2

<sup>16</sup> API 2000 Ibid., P 9

El cálculo de la capacidad de Inhalación térmica debido al cambio de temperatura y Condensación de vapores, es posible calcularlo mediante la Ecuación (12).

$$\dot{V}_{IT} = 3.08 * C * V_{tk}^{0.7} * R_i \tag{12}$$

Dónde:

$\dot{V}_{OT}$  = Capacidad térmica de Inhalación, Ft<sup>3</sup>/h de aire.

$C$  = Factor de corrección por latitud, presión de vapor, y temperatura de almacenamiento, (ver Tabla 14)

$V_{tk}$  = Volumen del tanque, Ft<sup>3</sup>

$R_i$  = Factor por Aislamiento térmico,

**Tabla 14 Factor de corrección C por presión de vapor, latitud y temperatura de almacenamiento**

Latitud	Factor C para varias condiciones			
	Presión de Vapor			
	Hexanp o similar		Mayor al Hexano o no se conoce	
	Temperatura de almacenamiento °C			
	25	≥ 25	25	≥ 25
Menor a 42°	4	6,5	6,5	6,5
Entre 42° y 58°	3	5	5	5
Sobre 58°	2,5	4	4	4

### Factor de corrección para tanques con aislamiento<sup>17</sup>

Cuando se tienen tanque con aislamiento, es necesario considerar que el flujo de energía a través de las paredes del tanque está relacionado con el material de

<sup>17</sup> API 2000 Ibid., P 10

aislamiento del mismo. Este factor de corrección se expresó en las ecuaciones (11) y (15), mediante la variable  $R_i$ .

Si el tanque no tiene aislamiento es posible asumir  $R_i = 1$ , Si el tanque es totalmente aislado  $R_i = R_{in}$  y se debe calcular mediante la ecuación (13)(15), finalmente si el tanque está parcialmente aislado  $R_i = R_{inp}$  y debe ser calculado con la ecuación (14).

$$R_{in} = \frac{1}{1 + \frac{h * l_{in}}{\lambda_{in}}} \quad (13)$$

Dónde:

$R_{in}$  = Factor de aislamiento para tanques parcialmente aislados;

$l_{in}$  = Espesor del aislamiento; m

$h$  = Coeficiente de transferencia de calor; W/(m<sup>2</sup>.K).

Nota: 4 W/(m<sup>2</sup>.K), es comúnmente asumido para tanques en el valor de  $h$

$\lambda_{in}$  Coeficiente de conductividad térmica del material de aislamiento; W/(m.K).

$$R_{inp} = \frac{A_{inp}}{A_{TTS}} * R_{in} + \left(1 - \frac{A_{inp}}{A_{TTS}}\right) \quad (14)$$

Dónde:

$A_{inp}$  = Área superficial del tanque (incluye paredes y techo); m<sup>2</sup>

$A_{TTS}$  = Area superficial aislada del tanque; m<sup>2</sup>

### 3.2.3 Requerimientos de capacidad de venteo por caso fuego<sup>18</sup>

La API 2000 recomienda que si se almacenan hidrocarburos, es necesario utilizar un arrestador de llama que obstaculice las descargas eléctricas que pueden llegar al tanque. No obstante si alguna ignición logra ingresar al tanque, el tanque puede

<sup>18</sup> API 2000 Ibid., P 12

estar expuesto a fuego y puede ocasionar una explosión. Cuando el tanque está en caso fuego, es necesario obtener los requerimientos de alivio y de esta manera dimensionar el equipo que permita este alivio. Esta capacidad se puede calcular mediante la ecuación (15).

$$q = 906.6 * \frac{Q * F}{L} * \left(\frac{T}{M}\right)^{0.5} \quad (15)$$

Dónde:

$q$  = Capacidad de venteo por caso fuego; SCFH de aire

$Q$  = Entrada de calor debido a la exposición al fuego (Ver tabla 4 del anexo C); BTU/h

$F$  = Factor ambiental (Ver tabla 9 del anexo C)

$L$  = Calor latente de vaporización del líquido a la temperatura y presión de alivio; BTU/h

$T$  = Temperatura absoluta de alivio de vapores, R

Nota: La temperatura de alivio de vapores se puede asumir como el punto de burbuja del líquido almacenado a las condiciones del tanque.

$M$  = peso molecular relativo de los vapores

Para el cálculo del calor latente de vaporización  $L$ , y el peso molecular relativo es recomendable utilizar simuladores de procesos como ASPEN HYSYS ó ASPEN PROPERTIES. (Ver anexo D)

### 3.2.4 Requerimientos de venteo para tanques con “Inert-gas-blanketed”

La mezcla de hidrocarburo, aire y una ignición puede provocar fuego, adicional existen productos de almacenamiento en la industria que no deben tener contacto con el aire. Para ello es posible generar un colchón de un gas inerte como  $N_2$ . La API 2000 ha logrado incluir su cálculo de capacidad de alivio mediante el anexo F

“Guidance for inert-gas blanketing of tanks for flashback protection”. Sin embargo el cálculo de esta capacidad solo está especificado para la inhalación de Gas inerte. La API 2000 desafortunadamente aun no considera el cálculo para la exhalación de vapores del tanque en la inertización. Por tal motivo es recomendable realizar esos cálculos con la suma de los flujos calculados por las ecuaciones (9) y (11) y realizar la corrección por gravedades específicas respecto al Gas de inertización, debido a que estas ecuaciones se encuentran en SCFH de Aire.

De acuerdo a la API 2000, anexo F el cálculo de flujo de Gas Inerte que debe ingresar al tanque se debe calcular mediante la ecuación (16)<sup>19</sup>.

$$\dot{V}_I = 0.5 * C * V_{tk}^{0.7} + \dot{V}_{pe} \quad (16)$$

Dónde:

$\dot{V}_I$  = Capacidad térmica de Inhalación del Gas Inerte; m<sup>3</sup>/h.

$C$  = Factor de corrección por latitud, presión de vapor, y temperatura de almacenamiento, (ver Tabla 14)

$V_{tk}$  = Volumen del tanque, m<sup>3</sup>

$\dot{V}_{pe}$  = Máximo flujo de descarga del fluido líquido; m<sup>3</sup>/h.

Cuando se diseñó un sistema de inertización es necesario conocer el volumen que debemos tener disponible para almacenar el gas inerte a operar. Para este cálculo la API 2000 recomienda utilizar la ecuación (17):

$$V_I = 0.04 * V_{Tk} \quad (17)$$

Dónde:

$V_I$  = Volumen de reserva de Gas inerte, m<sup>3</sup>

$V_{tk}$  = Volumen del tanque, m<sup>3</sup>

---

<sup>19</sup> API 2000 Ibid., P 27

## 4 TECNOLOGÍAS Y EQUIPOS PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL POR PRESIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El diseño de los tanques está directamente relacionado con las normas que se presentaron anteriormente, la integridad del tanque y el entorno que lo rodea es un asunto de revisión específica por parte del ingeniero. Esta revisión principalmente comprende en controlar y proteger el tanque.

### ¿Por qué controlar un tanque de almacenamiento?

- ✓ Prevenir la evaporación del líquido contenido hacia la atmósfera
- ✓ Compensación de Volumen durante eventos de extracción de fluido del tanque
- ✓ Alivio de vapores durante eventos de llenado del tanque.
- ✓ Compensación de Volumen causado por variaciones de las condiciones Térmicas
- ✓ Reducción de la corrosión interna del tanque prolongando su vida útil
- ✓ Reducir la emisiones ambientales
- ✓ Aumenta la seguridad en la Operación

### ¿Por qué Asegurar un tanque de almacenamiento?

- ✓ Prevenir la implosión o explosión del tanque (ver Figura 10 y Figura 11 respectivamente)
- ✓ Prevenir catástrofes mortales en la planta
- ✓ Prevenir fuego o algún caso de emergencia en la locación.
- ✓ Prevenir Paradas de emergencia y pérdidas de producción.
- ✓ Prevenir daños ambientales.
- ✓ Prevenir daño a personas u equipos que se encuentren cerca del tanque.

**Figura 10.** Implosión de un Tanque de almacenamiento



Fuente: MUSSANI, H. Safety and Environmental Vapor Control Equipment Manufacturing and Engineering Solutions. Bogotá (COL). Feb. 4, 2014.

**Figura 11.** Explosión de un Tanque de almacenamiento



**Fuente:** MUSSANI, H. Safety and Environmental Vapor Control Equipment Manufacturing and Engineering Solutions. Bogotá (COL). Feb. 4, 2014.

Con el fin de evitar las situaciones expresadas anteriormente, se encuentran diferentes tecnologías en el mercado, sin embargo cuando se habla de aseguramiento y control por presión en tanques de almacenamiento, estas tecnologías se reducen a aliviar una capacidad requerida de acuerdo a la API 2000 (Capítulo 3). Estas tecnologías se pueden dividir en dos principales ramas, Para el aseguramiento (Seguridad en el Tanque) y el control (operación del proceso).

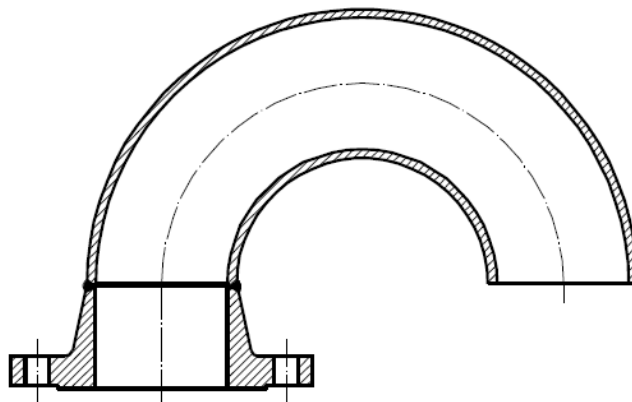
#### 4.1 DISPOSITIVOS PARA EL ASEGURAMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La teoría más simple para identificar que un equipo es para la seguridad del tanque, es seleccionar el equipo con la menor posibilidad de falla posible, y esto es directamente proporcional a la simplicidad en la operación del equipo. Es por eso que la API 2000 identifica ciertos grados de complejidad de los equipos.

##### 4.1.1 Venteo abierto

Es el equipo más sencillo para la seguridad de un tanque, y se puede decir que fue el primero en la historia. También es conocido como “cuello de ganso”, y lo particular es que no hay movimiento de partes mecánicas debido a que siempre está venteando a la atmosfera.

**Figura 12 Venteo Abierto**



**Fuente:** API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. P 49

#### 4.1.2 Válvula de venteo con actuación directa.

El principio de operación es generar el cierre hermético del tanque mediante la aplicación de una fuerza ya sea por pesas o por un resorte comprimido ajustable. Esta fuerza está directamente actuada sobre el área de asiento. La fuerza ejercida sobre esta área permite obtener unidades presión y a si clasificar sus rangos de operación para el dimensionamiento.

La presencia una pequeña fuga de estos equipos esta principalmente entre el 75 y 90% del ajuste de presión<sup>20</sup>. Es decir que si se tiene una pesa ejerciendo una fuerza sobre el asiento de 1 Oz/in<sup>2</sup>. Se espera que haya fuga de la válvula alrededor de 0.75 Oz/in<sup>2</sup> a 0.9 Oz/in<sup>2</sup>. Esta es la razón por la que los fabricantes realizan las pruebas de hermeticidad en valores menores a este porcentaje.

Comercialmente estos equipos se pueden encontrar con diferentes características dependiendo de su aplicación. Si son cargados por un kit de paletas por pesas, cargados por un resorte, cargados solo por presión, cargados solo por vacío, venteo a un cabezal de succión, venteo a la atmosfera o una combinación de estas características mencionadas. De la Figura 13 a la Figura 18, se puede apreciar algunos tipos de combinaciones y características.

Particularmente para las válvulas cargadas por pesas, con un “Pallet” de acuerdo a la Figura 19, el cálculo del ajuste de presión se realiza con la ecuación (18)

$$P_{Set} = \frac{W_{Pallet}}{A_{seat}} \quad (18)$$

Dónde:

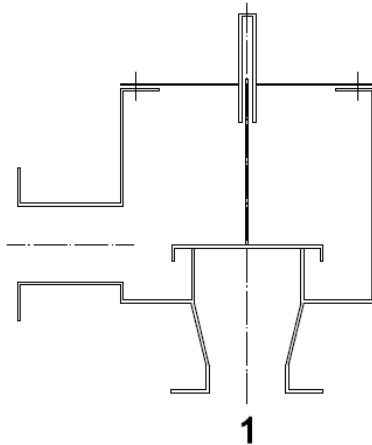
$P_{Set}$  = Presión de ajuste, Oz/in<sup>2</sup>

$W_{Pallet}$  = Peso total del “pallet assembly”, Oz

$A_{seat}$  = Área del asiento, in<sup>2</sup>

<sup>20</sup> API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C, P 50

**Figura 13 Válvula de presión por pesas con salida bridada**



**Características**

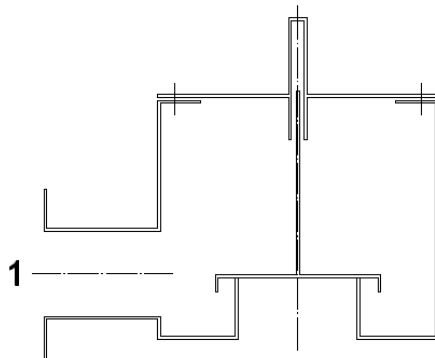
- Cargada por pesas
- Protección solo por presión
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Conexión al tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 14. Válvula de vacío por pesas con salida bridada**



**Características**

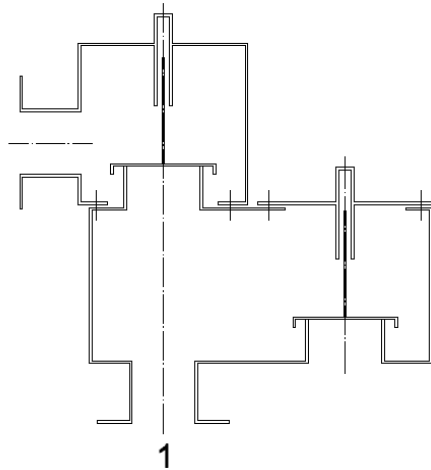
- Cargada por pesas
- Protección solo por vacío
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Conexión al tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 15.** Válvula de presión y vacío cargada por pesas con salida bridada



**Características**

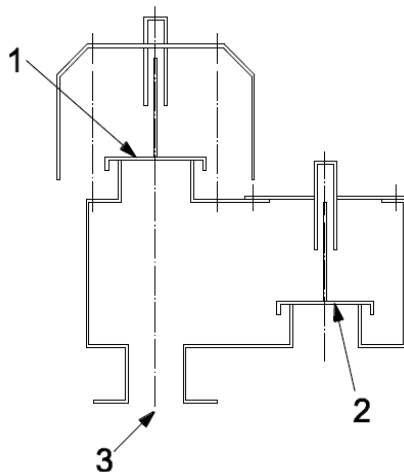
- Cargada por pesas
- Protección por presión y por vacío
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Conexión al tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 16.** Válvula de presión y vacío con venteo a la atmosfera, cargada por pesas



**Características**

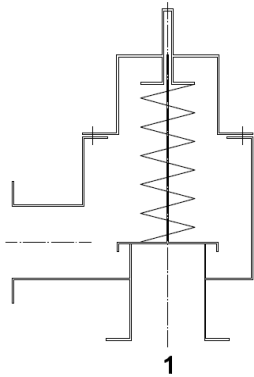
- Cargada por pesas
- Protección por presión y por vacío
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Paleta por presión  
2 = Paleta por Vacío  
3 = Conexión a la tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 17. Válvula de presión por resorte con salida bridada**



**Características**

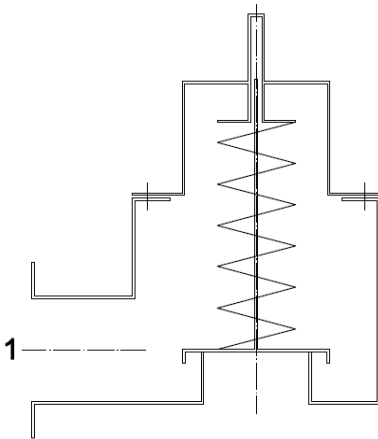
- Cargada por resorte
- Protección solo por presión
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Conexión al tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 18. Válvula de vacío por Resorte con salida bridada**



**Características**

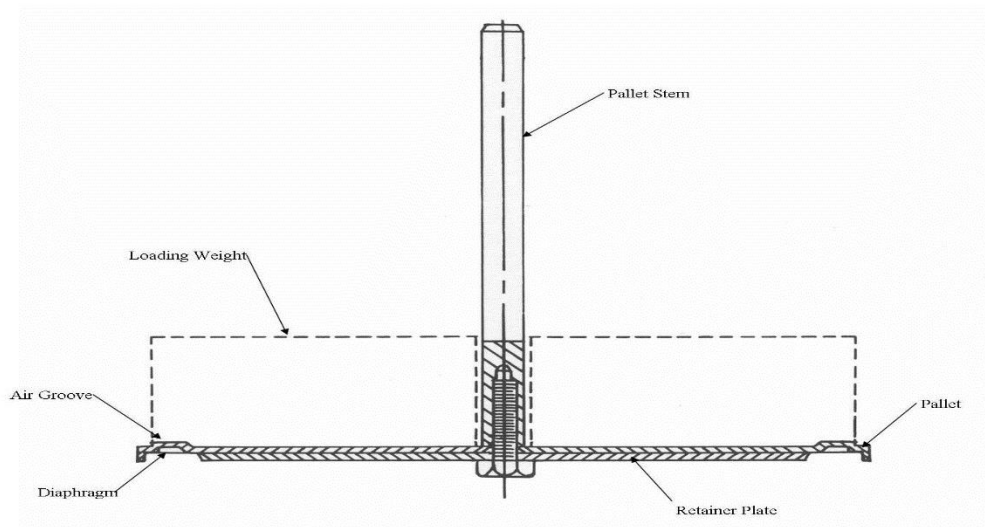
- Cargada por Resorte
- Protección solo por vacío
- Descarga a un cabezal

**Notas**

1 = Conexión al tanque

**Fuente:** Tomado y modificado de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. Annex C P 53

**Figura 19. Ensamble de paleta de pesas**

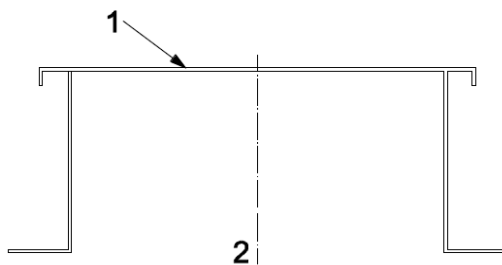


**Fuente:** MUSSANI, H. Safety and Environmental Vapor Control Equipment Manufacturing and Engineering Solutions. Bogotá (COL). Feb. 4, 2014.

### 4.1.3 Válvula de Emergencia

Al igual que el venteo abierto se caracteriza debido a que su operación debe ser muy simple y en lo posible con la menor cantidad de partes móviles. Con el fin de que en caso de emergencia el equipo esté disponible y tenga una respuesta rápida.

**Figura 20. Venteo Abierto**



#### Características

- Cargada por Resorte
- Protección solo por vacío
- Descarga a un cabezal

#### Notas

- 1 = "Pallet Assembly"  
2 = Conexión al tanque

**Fuente:** API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. P 52

#### 4.1.4 Válvulas de venteo piloto operadas

A diferencia de las válvulas cargadas por pesas y/o resortes, las válvulas pilotadas utilizan la misma presión del tanque para generar el sello del asiento. Cuando la presión de operación sube se genera un sello más hermético. Esta es la razón de su uso, cuando la presión de operación está muy cercana a la presión de disparo.

Las válvulas pilotadas obedecen a un balance hidráulico, donde la fuerza ejercida por el fluido es igual a la fuerza ejercida por el piloto para dar sello a la válvula, Acorde con la Ecuación (19) y la Figura 21, El Área 1 es menor que el Área 2, la presión 2 siempre va a ser más alta que la presión 1. Y si la presión 1 aumenta la presión dos aumenta proporcionalmente y el sello de la válvula es mayor. Cuando la presión de operación vence el ajuste del piloto, el piloto libera la presión en el domo permitiendo que la válvula abra y alivie la presión. Esta es la razón de usar válvulas de tipo pilotada en aplicaciones donde la presión de operación es muy cercana a la presión de disparo.

$$P_1 * A_1 = P_2 * A_2 \quad (19)$$

Donde

$P_1$  =Presión de operación, P<sub>sig</sub>

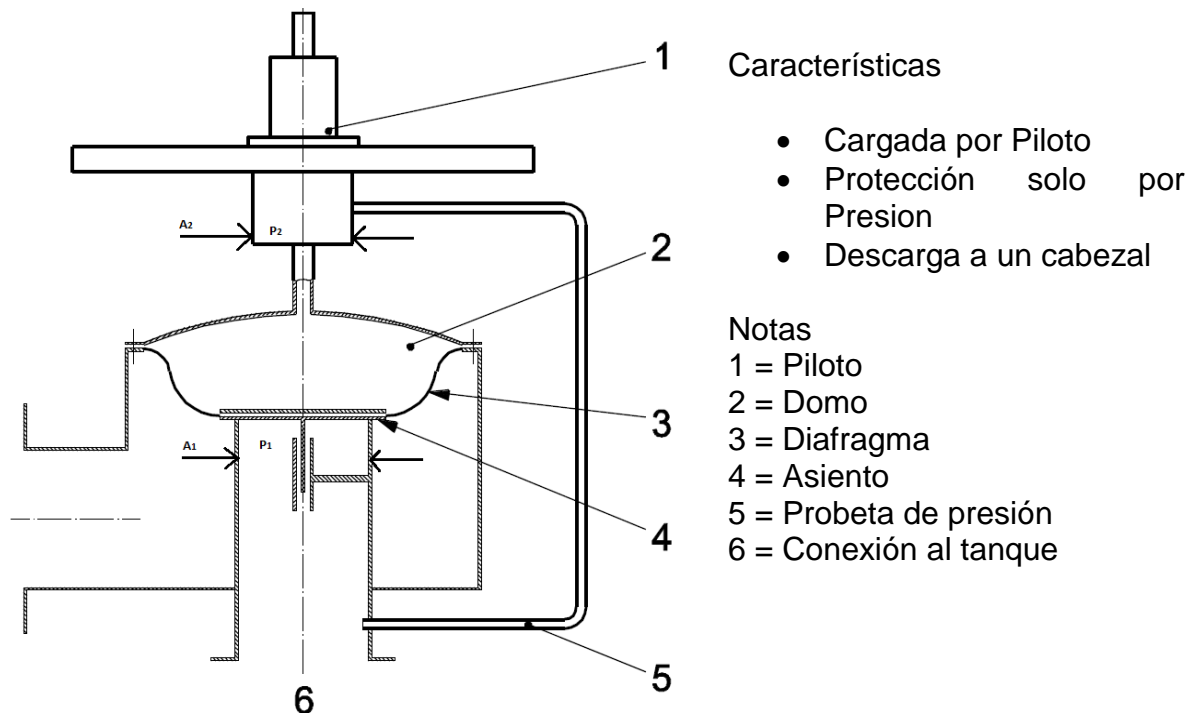
$P_2$  = Presión de ajuste, P<sub>sig</sub>

$A_1$  = Área del asiento, in<sup>2</sup>

$A_2$  = Área donde ejerce el piloto fuerza. in<sup>2</sup>

Generalmente al dimensionar válvulas de tipo pilotada son más pequeñas comparadas con válvulas por pesas o cargadas por resorte. Existen dos tipos de válvulas pilotadas, Modulantes y Actuación instantánea. En las válvulas modulantes la apertura es lenta y el alivio de la capacidad es proporcional a la sobrepresión, en las válvulas de actuación instantánea el alivio es muy rápido.

**Figura 21. Válvula de venteo pilotada**



**Fuente:** Tomada y modificada de API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009. P 55

#### 4.2 DISPOSITIVOS PARA EL CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los dispositivos para el control de tanques de almacenamiento por presión. Son dispositivos que trabajan constantemente, a diferencia de los mencionados en la sección 4.1. la principal razón de instalar estos equipos es que son más robustos con el fin de resistir la inhalación y exhalación frecuente de los tanques. Los dispositivos que controlan la inhalación son principalmente reguladores de presión de un Gas Inerte conocidos industrialmente como PAD, los dispositivos que controlan la exhalación son estabilizadores de presión que controlan la presión aguas arriba (Presión del Tanque) e industrialmente se conocen como DePAD.

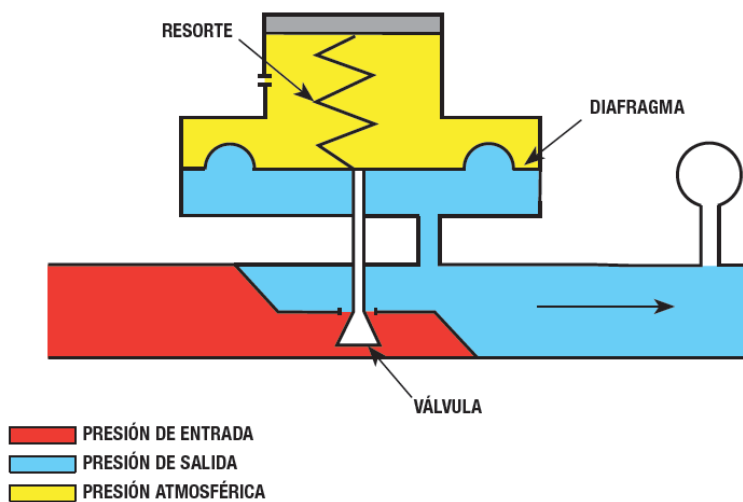
#### 4.2.1 Reguladores reductores de presión

Un regulador reductor de presión mantiene una presión de salida deseada al tiempo que proporciona el caudal de flujo necesario para satisfacer la demanda aguas abajo. La presión que mantiene el regulador es el parámetro de presión de salida (punto de referencia) del mismo. Existen dos tipos de reguladores de presión, de acción directa y de acción por piloto.

##### Reguladores de Acción Directa

El regulador reductor de presión de acción directa detecta la presión aguas abajo a través del registro interno de la presión o la línea de control externa. Esta presión aguas abajo se opone a un resorte que mueve el diafragma y el obturador de la válvula para cambiar el tamaño de la vía de caudal a través del regulador.

**Figura 22. Regulador de acción directa**

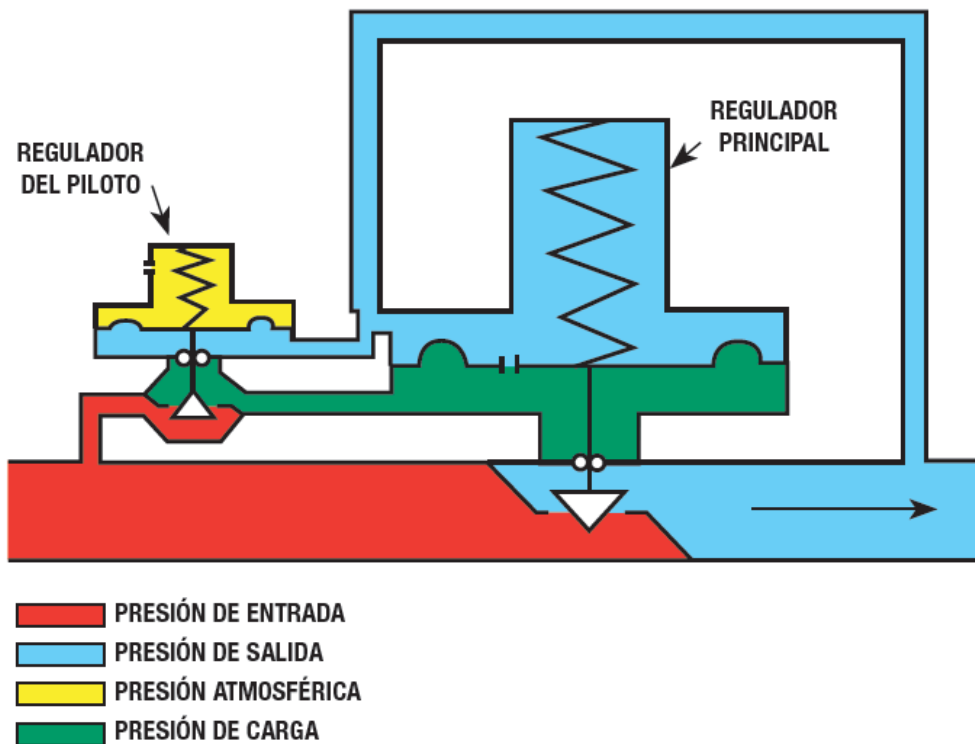


**Fuente:** FISHER, Industrial Regulators – Application Guide, Edition VI. P 590

## Reguladores Pilotados

Los reguladores pilotados están indicados para coeficientes de caudal altos o aplicaciones que requieran un control preciso de la presión. Un tipo extendido de sistema accionado por piloto emplea un control de dos vías. En éste, el diafragma de la válvula principal responde rápidamente a los cambios de presión aguas abajo, generando una corrección inmediata en la posición del obturador de la válvula principal. Al mismo tiempo, el diafragma del piloto desvía parte de la presión de entrada reducida al otro lado del diafragma de la válvula principal, para controlar la posición final del obturador de la misma. El control de dos vías proporciona una respuesta más rápida y un control más preciso.

**Figura 23. Regulador Pilotado**



**Fuente:** FISHER, Industrial Regulators – Application Guide, Edition VI. P 596

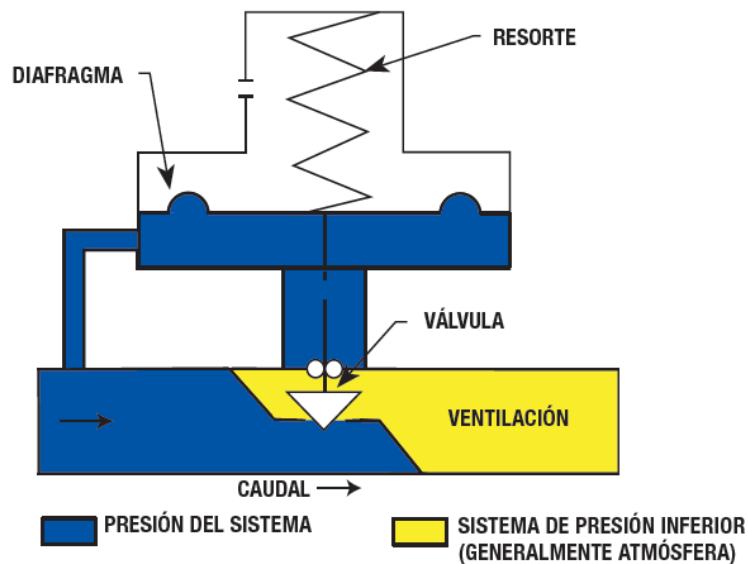
## 4.2.2 Estabilizador de presión

Un estabilizador de presión es un dispositivo de control que mantiene una presión constante aguas arriba en todo un rango de caudal específico. Al igual que los reguladores de presión también se encuentran de acción directa y de acción por piloto.

### Estabilizador de presión de Acción Directa

La presión del sistema está referenciada bajo un diafragma y opuesta por un resorte. A medida que la presión del sistema aumenta después de pasar el punto de referencia, la válvula de alivio se abre y permite que el fluido escape, protegiendo el sistema. Un aumento de presión con respecto al punto de tarado para permitir más paso de caudal recibe el nombre de offset.

**Figura 24. Estabilizador de presión de acción directa**

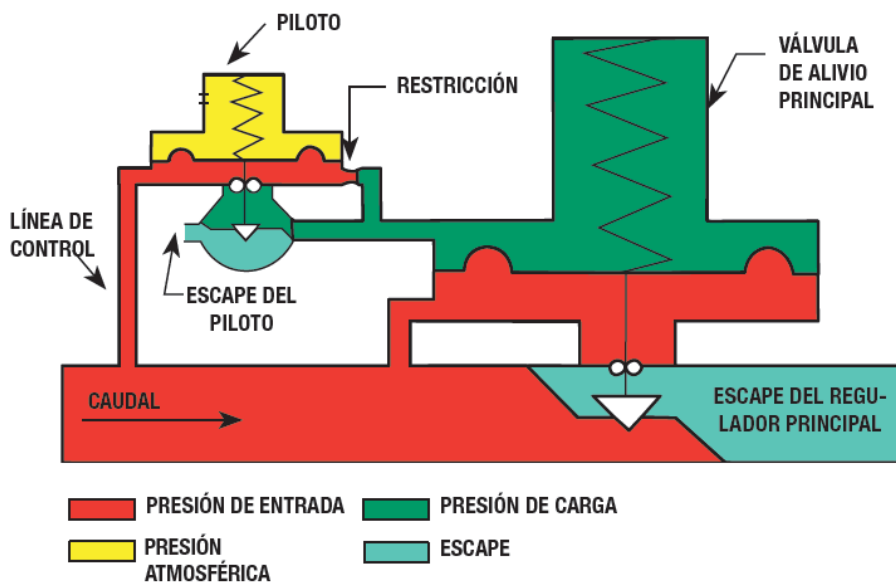


**Fuente:** FISHER, Industrial Regulators – Application Guide, Edition VI. P 601

## Estabilizador de presión pilotado

En condiciones normales de funcionamiento, cuando la presión del sistema se encuentra por debajo del punto de referencia de la válvula de alivio, el piloto permanece cerrado. De esta forma, la presión de carga puede registrarse en la parte superior del diafragma de la válvula de alivio principal. La presión de carga en la parte superior del diafragma se opone a una presión equivalente (presión de entrada) en la parte inferior. Cuando el diferencial de presión en el diafragma es inexistente o insuficiente, el resorte mantiene la válvula cerrada. Cuando la presión del sistema aumenta por encima del punto de referencia, el piloto se abre y expulsa la presión de carga desde la parte superior del diafragma principal de la válvula de alivio, lo que permite que la válvula principal se abra.

**Figura 25. Estabilizador de presión pilotado**



**Fuente:** FISHER, Industrial Regulators – Application Guide, Edition VI. P 603

## 5 METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

A partir de los conceptos revisados en los capítulos 1, 2, 3 y 4, en el presente capítulo se realizará el cálculo para el aseguramiento y control de tanques de petróleo, utilizando el Software Hysys para realizar los cálculos desde las propiedades del fluido hasta los instrumentos de seguridad y control con Software del Fabricante. Una metodología clara para el aseguramiento y control de tanques de almacenamiento se puede enumerar como sigue:

1. Calcule las propiedades del fluido
2. Especifique las condiciones de entrada del almacenamiento
3. Especifique las condiciones de salida del almacenamiento
4. Seleccione el tipo de tanque de almacenamiento
5. Dimensione el Tanque
6. Revise la ubicación y distribución del tanque en superficie
7. Especifique la banda de operación de los instrumentos del tanque
8. Dimensione los Equipos

Con el propósito de realizar los cálculos, se debe partir una base de cálculo o especificaciones iniciales, que para el caso de este estudio estarán basadas en datos del CPF Cusiana como productor de Gas y Aceite Volátil, Campo de gran potencial y éxito en Colombia. Principales variables deben ser tenidas en cuenta para el cálculo.

- a) Especificación de propiedades a partir del “assay” crudo de cusiana<sup>21</sup>
- b) La producción diaria de cusiana es de 50894 BOPD (Octubre de 2015), sin embargo para efectos de cálculo solo se va a asumir una Producción de 8000 BOPD.
- c) Latitud menor a 42°, debido a su ubicación en Colombia.
- d) Normalización de la presión de los Pozos a 400 Psi, separando por etapas para la estabilización del aceite a presión atmosférica.

Así como el Aforo del Tanque en sitio es de gran importancia la instrumentación, debido a que puede variar su dimensionamiento, cálculo de capacidades, y rangos de operación.

---

<sup>21</sup> Assay cusiana-Colombia, Consultado el 08/01/2015, disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547\\_Assay\\_Cusiana.xls](http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547_Assay_Cusiana.xls)

## 5.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Uno de los pasos más importantes es la identificación y absoluto conocimiento de las propiedades químicas y en especial físicas del fluido que quiero almacenar. Esto depende de cada campo y en lo posible deben ser calculadas experimentalmente con el fin de que los cálculos se aproximen a la realidad. Como el presente proyecto es una metodología a ser usada en donde corresponda, se usará el software de ASPEN HYSYS en su versión 7.3 para el cálculo de propiedades del petróleo, VER ANEXO D.

## 5.2 ESPECIFICACIÓN DE CONDICIONES DE ENTRADA Y SALIDA DEL ALMACENAMIENTO

Utilizando la ecuación (7) se puede calcular la capacidad requerida de almacenamiento en el campo.

$$C = P * t = \left( 8000 \frac{Bbl}{Dia} * 5 dia \right) = 400000 Bbls$$

Como condición de operación el tanque se va a llenar y a vaciar a la misma rata de producción del campo, es decir 8000 Bbl/día

## 5.3 SELECCIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

De acuerdo a las propiedades calculadas en el Anexo D para el crudo producido en Cusiana<sup>22</sup>, la RVP es de 8,75 Psia y la TVP es de 10,71. Con estos valores podemos revisar la Figura 3 obteniendo como resultado que la máxima presión de operación del tanque debe ser de 2 Psig, lo que nos lleva a usar un tanque diseñado bajo API 650 soldado de techo fijo vertical.

## 5.4 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE

En el diseño de los tanques de almacenamiento para líquidos debe tomarse en cuenta los siguientes factores:

- 1) Presión interna tanto de llenado como de vaciado.

<sup>22</sup> Assay cusiana-Colombia, Consultado el 08/01/2015, disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547\\_Assay\\_Cusiana.xls](http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547_Assay_Cusiana.xls)

- 2) El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima.
- 3) El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material.
- 4) Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería y en ocasiones la carga por deposición de nieve en el techo.
- 5) Cargas de empuje ocasionadas por el viento.
- 6) Cargas ocasionadas por terremotos.
- 7) Aislamiento y forros.
- 8) Esfuerzos a la tensión y a la compresión.
- 9) Esfuerzos de corte.

De acuerdo al numeral 5.2, se obtuvo que la capacidad requerida de almacenamiento para el campo, es de 40.000 Barriles de petróleo, podemos revisar la Tabla 5 asumiendo que se tiene comercialmente láminas de 96 in. Con lo anterior se puede construir un tanque de una capacidad nominal de 44800 Barriles, con un diámetro de 100 Ft y una altura de 32 Ft, construido con 4 láminas de 96 in de altura.

De acuerdo al numeral 5,3, se escogió un Tanque diseñado bajo API 650, que de acuerdo a esta norma el tanque tiene una MAWP de 2,5 Psig (40 inch H<sub>2</sub>O) y una MAWV de 1 inch H<sub>2</sub>O.

## **5.5 UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL TANQUE EN SUPERFICIE**

Debido a que es un tanque vertical de techo fijo regido bajo la API 650, manejando líquido estable con presión de operación menor a 2,5 Psig. Se puede revisar la Tabla 6 y Tabla 12 con el fin de especificar las siguientes distancias mínimas:

1. 67,5 Ft como mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública.
2. 22,5 Ft como mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad.

## 5.6 ESPECIFICACIÓN BANDA DE OPERACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DEL TANQUE

De acuerdo a los requerimientos de la Tabla 6, el tanque debe estar inertizado. Además la API 2000 requiere de válvulas de presión y vacío y válvulas de alivio de emergencia por caso fuego. Los instrumentos instalados en el tanque no pueden quedar ajustados a la misma presión, este tema que se debe revisar con mucho cuidado, debido a que cada instrumento tiene una función. Por lo anterior se propone la siguiente banda de operación de los instrumentos para el tanque en cuestión:

**Tabla 15. Banda de operación de los instrumentos del tanque**

	Presión (inch H <sub>2</sub> O)
Máxima presión de operación del tanque	40
Ajuste de presión válvula de emergencia	36
Ajuste de presión válvula de presión/ vacío (presión)	32
Ajuste de presión válvula de control "out breathing"	27
Presión de operación	24
Ajuste de presión válvula de control "in breathing"	16
Presión atmosférica	0
Ajuste de presión válvula de presión/vacío (Vacío)	-0,7
Máximo vacío de operación del tanque	-1

## 5.7 DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS

El dimensionamiento de los equipos es una de las fases más importantes, debido a que su buena selección y dimensionamiento depende de la seguridad y protección del tanque. Es recomendable que la selección y dimensionamiento sea realizada por el fabricante directamente. Sin embargo el fabricante necesita mínimo las siguientes condiciones de operación:

Capacidad del tanque: 44800 Bbls

Diámetro: 100 Ft

Altura: 32 Ft

Rata de entrada: 8000 Bbl/día

Rata de salida: 8000 Bbl/día

Propiedades del fluido: Ver Anexo D

### 5.7.1 Dimensionamiento de válvulas de control de presión

De acuerdo a la sección 4.2, las válvulas de control de presión se dividen en dos, válvulas reguladoras de presión (PAD), y válvulas de estabilizadoras de presión (DE-PAD). Estas válvulas serán las encargadas de controlar la presión en el tanque manteniendo las condiciones en operación normal. Cabe notar que estas válvulas generalmente están en operación continua y el dispositivo debe estar en la capacidad de tener una alta oscilación.

Para el regulador de presión (PAD) se utilizó la ecuación (16) para el cálculo de capacidad, obteniendo un Flujo para Inbreathing de 58980 Ft<sup>3</sup>/h. con este flujo se debe encontrar una válvula reguladora de presión que ajustada a 16 inch H<sub>2</sub>O, con una presión de gas de inertización que por lo general está a 25 Psig a la entrada de la válvula, tenga la capacidad de cubrir el caudal entre un 15 y 80% de apertura de la válvula. El dimensionamiento del equipo se realizó con la marca Fisher del grupo Emerson, y el cálculo y dimensionamiento se puede ver en el anexo E.

Para la válvula estabilizadora de presión (De-Pad) se utilizó la sumatoria de los flujos de las ecuaciones (9) y (11). Con este flujo se debe encontrar una válvula que ajustada a 27 inch H<sub>2</sub>O, tenga la capacidad de cubrir el caudal entre un 15 y 80% de apertura de la válvula. El dimensionamiento del equipo se realizó con la marca Fisher del grupo Emerson, el cálculo y dimensionamiento se puede ver en el anexo E.

### 5.7.2 Dimensionamiento de válvulas de presión y vacío

Las válvulas de presión y vacío son dispositivos que deben operar en situación de emergencia, es decir que no están en la capacidad de oscilar continuamente, si esto pasa la válvula tendrá un desgaste acelerado de los asientos.

El cálculo de estas válvulas se realiza con la API 2000 utilizando las ecuaciones (9), (10), (11), (12), (13) y (14). Con el fin de calcular la capacidad de alivio tanto por presión como por vacío.

De acuerdo a la Tabla 15, el ajuste de presión escogido para la válvula de presión de vacío es de 32 inch H<sub>2</sub>O para la paleta de presión y -0.7 Inch H<sub>2</sub>O para la paleta de vacío.

El cálculo de la válvula presión-vacío se realizó con la marca Enardo del grupo Emerson con el fin de encontrar una válvula con la capacidad requerida, el cálculo y dimensionamiento se puede ver en el anexo E.

### 5.7.3 Dimensionamiento de válvulas de emergencia

Las válvulas de emergencia son el último recurso del tanque en caso de emergencia por caso fuego. Y al igual que las válvulas de presión de vacío su oscilación no es constante y esta válvula debe tener una capacidad de alivio superior a los demás equipos. Estos equipos también son llamados tapas de emergencia.

El cálculo de capacidad requerida se realiza mediante la ecuación (15) con ayuda del anexo D para obtener el peso molecular relativo y el calor latente de vaporización.

Como este es el último recurso de alivio del tanque de almacenamiento, la Tabla 15 especifica un ajuste de presión de 36 inch H<sub>2</sub>O. El cálculo de la válvula de emergencia caso fuego se realizó con la marca Enardo del grupo Emerson con el fin de encontrar una válvula con la capacidad requerida, el cálculo y dimensionamiento se puede ver en el anexo E.

#### 5.7.4 Representación Gráfica de los instrumentos

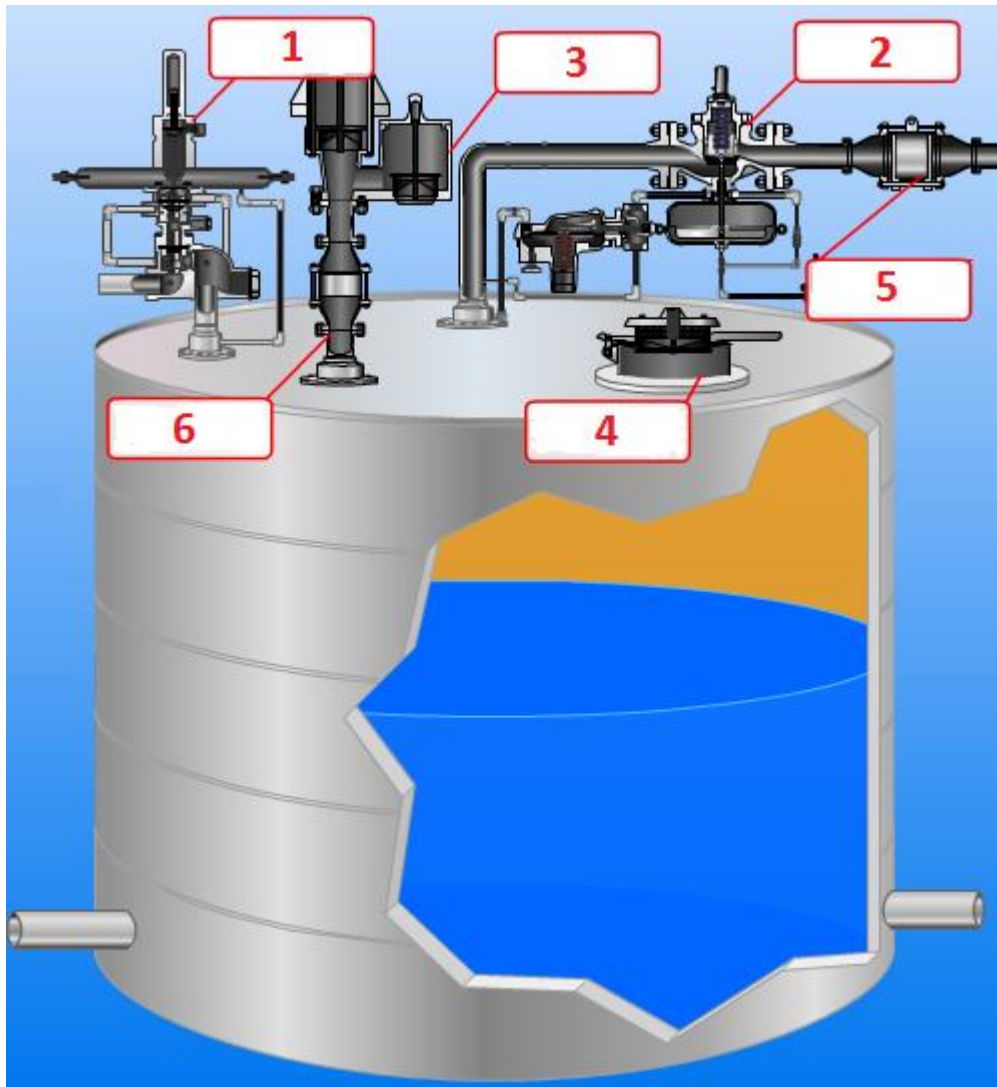
Los instrumentos quedaran instalados de acuerdo a la Tabla 16 y la

Figura 26. Mediante los equipos 1 y 2 se puede tener un control de la operación debido a su alta capacidad de oscilación de los instrumentos, el instrumento 3 permitirá la seguridad por sobrepresión en caso de que los instrumentos 1 y 2 fallen, Los instrumentos 5 y 6 evitaran que una chispa o fuego ingrese al tanque, ya sea por un rayo o fuego de la tea, finalmente en caso de que ingrese fuego al tanque o exista una sobrepresión que fallen los instrumentos 5 y 6, el instrumento numero 4 abrirá para proteger la integridad del tanque

**Tabla 16. Lista de instrumentos en el Tanque**

Número	Equipo
1	válvula de control "in breathing"
2	válvula de control "out breathing"
3	Válvula de presión/ Vacío
4	Válvula de Emergencia caso fuego
5	Arrestador de llama por detonación
6	Arrestador de llama por flagracion

**Figura 26.** Instrumentos de seguridad y control en el tanque



**Fuente:** Tomado y Modificado de MUSSANI, H. Safety and Environmental Vapor Control Equipment Manufacturing and Engineering Solutions. Bogotá (COL). Feb. 4, 2014.

## 6 CONCLUSIONES

- Después de analizar los parámetros de diseño y operación, se evidencia que las propiedades del fluido a almacenar son determinantes para la selección del tipo de recipiente. Además es de gran importancia la estabilización física y química de los fluidos antes de su almacenamiento.
- A partir de las condiciones de proceso definidas, es posible especificar el tipo de tanque de acuerdo a la presión de operación, y de esta forma seleccionar bajo que código el recipiente debe ser construido. Lo anterior es determinante para una futura ingeniería de detalle del recipiente.
- La norma API 2000 considera el cálculo de capacidad de alivio para cada escenario como el desplazamiento volumétrico, cambios térmicos y emergencias, con el fin de especificar cada instrumento para cubrir todo escenario de falla que se pueda presentar en el tanque.
- Por lo anterior puede concluirse que el aseguramiento y control de tanques de almacenamiento presenta beneficios significativos, no solo para el almacenamiento del fluido de interés, si no para la disminución de riesgos operacionales e integridad de la planta.

## 7 RECOMENDACIONES

- Reproducir los cálculos y realizar los análisis para diferentes fluidos de interés, inclusive para diferentes industrias.
- Expandir el análisis para recipientes de alta presión, considerando las diferentes normas y condiciones de proceso.
- Realizar el análisis mecánico para tanques de las normas API 650 y 620, con el fin de analizar los esfuerzos generados para el cálculo de la máxima y mínima presión de operación.
- Realizar la consolidación de los equipos y el recipiente con otras unidades en la planta como las unidades recuperadoras de vapor o sistemas de teas para evaluar su incidencia en el sistema.
- Realizar un análisis de pérdidas volumétricas por una inadecuada operación de almacenamiento de fluidos hidrocarburos.

## BIBLIOGRAFÍA

API 650. Welded Tanks for oil Storage TWELFTH EDITION, MARCH 2013,

API 620, Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks. TWELFTH EDITION, OCTOBER 2013

API 2000 Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. SIXTH EDITION, NOVEMBER 2009.

Assay cusiana-Colombia, Consultado el 08/01/2015, disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547\\_Assay\\_Cusiana.xls](http://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/40547_Assay_Cusiana.xls)

Atlas de radiación solar de Colombia; Consultado: 24/07/2015; disponible en: [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/1-Atlas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf)

ECOPETROL, Instructivo para la selección y dimensionamiento de Tanques, ECP-VST-P-PRO-IT-005.

EPA United States Environmental Protection Agency; Chapter 7;

FISHER, Industrial Regulators – Application Guide, Edition VI.

| GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION – GPSA.

GOMEZ, A. y CASTILLO, J. Definición de estándares operativos para tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

JM Smit, H. C. Van Ness, M. M. Abbott. Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química. 5° edición. 1997.

MUSSANI, H. Safety and Environmental Vapor Control Equipment Manufacturing and Engineering Solutions. Bogotá (COL). Feb. 4, 2014.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION – NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996,

NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 1486, Documentación. Presentación de tesis trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 2008

NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 4490, referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1998

NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 5613, referencias bibliográficas, contenido forma y estructura. 2008

SANTOS Nicolás, SISTEMAS DE SEPARACIÓN. Propiedades de los Fluidos