

**PROCEDIMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS DE
SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS
EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA**

ÁLVARO ANDRÉS MURILLO ALARCÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

**PROCEDIMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS DE
SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS
EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA**

ÁLVARO ANDRÉS MURILLO ALARCÓN

**Trabajo de investigación para optar al título de Especialista en Producción
de Hidrocarburos**

Director:

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
Ingeniero de Petróleos
M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2017

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS Y FACILIDADES UTILIZADOS EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN.....	19
1.1. DESCRIPCIÓN GRÁFICA DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA.....	19
1.2. CABEZAL	21
1.2.1. Funciones de un cabezal y árbol de navidad	22
1.3. MÚLTIPLE O MANIFOLD.....	23
1.3.1. Clasificación del múltiple o manifold.....	24
1.3.1.1. Múltiple según su temperatura de trabajo	24
1.3.1.2. Múltiple según su presión de trabajo	24
1.3.1.3. Múltiple según su forma	24
1.3.2. Operación del múltiple o manifold	25
1.4. EQUIPOS DE SEPARACIÓN PRIMARIA	25
1.4.1. Componentes de un separador	26
1.4.2. Descripción de la función de los dispositivos internos de un separador...26	26
1.5. SCRUBER.....	29
1.6. TEA	30
1.6.1. Funcionamiento de una tea	31
1.7. TANQUES PARA PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS	31
1.7.1. Clasificación	34
1.7.2. Tanque de lavado.....	35
1.7.2.1. Partes de un tanque de lavado.....	36
1.7.2.2. Funcionamiento de un tanque de lavado.....	37
1.7.3. Tanques de almacenamiento	37
1.8. BOMBAS UTILIZADAS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA.....	38

1.8.1.	Bombas Centrifugas	38
1.8.2.	Bombas Reciprocantes	39
1.8.2.1.	Ventajas y desventajas de las bombas reciprocantes	40
1.8.3.	Bombas neumáticas o tipo Wilden	41
1.8.4.	Filtración	42
1.8.4.1.	Funcionamiento de un filtro	43
1.8.4.2.	Medios filtrantes	43
1.8.5.	Válvulas	45
1.8.5.1.	Tipos de configuraciones de válvulas	45
1.8.6.	Compresores	51
1.8.6.1.	Compresor axial	51
1.8.6.2.	Compresor centrífugo	51
2.	REVISIÓN SISTEMÁTICA DE LAS NORMAS Y ESTÁNDARES NACIONALES E INTERNACIONALES PARA LA INSTALACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS Y FACILIDADES TEMPRANAS EN PROYECTOS PETROLEROS. 53	
2.1.	NORMA NFPA 70 “NATIONAL ELECTRICAL CODE”	54
2.1.1.	Artículo 340	55
2.1.2.	Artículo 400 sección 15	56
2.1.3.	Artículo 420 sección 10E	58
2.1.4.	Artículo 440	58
2.2.	NORMA API 500	59
2.2.1.	Sustancias manejadas en las facilidades de producción de hidrocarburos 61	
2.2.2.	Agrupación de mezclas atmosféricas	63
2.2.3.	Criterios de clasificación	65
2.3.	NORMA API 505	67
2.3.1.	Criterios de clasificación por zonas	68
2.3.1.1.	Clase I, Zona 0	68
2.3.1.2.	Clase I, Zona 1	68

2.3.1.3. Clase I, Zona 2	69
2.3.2. Grupos de gases	69
2.3.3. Locaciones peligrosas	70
2.3.4. Combustibles líquidos	70
2.3.5. Zona de extensión	70
2.3.6. Velocidad de liberación de gas o vapor	71
2.3.7. Orificios de ventilación.....	72
2.3.8. Ventilación.....	72
2.3.8.1. Ventilación adecuada	72
2.3.8.2. Ventilación inadecuada de áreas	73
2.3.9. Equipos utilizados para la detección de gas combustible.....	73
2.3.10. Locaciones al aire libre.....	74
2.4. NORMA NFPA 30	74
2.5. NORMA NFPA 497.....	75
2.6. NORMA ATEX 94.....	76
2.7. NORMAS NTP	77
2.8. NTC 2050	77
3. MEJORES PRÁCTICAS UTILIZADAS EN LA INSTALACIÓN DE FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS .	79
3.1. PELIGRO DE FUEGO Y EXPLOSIONES	79
3.2. TORMENTAS ELÉCTRICAS	80
3.2.1. Técnicas para minimizar los daños a causa de los rayos y las corrientes transitorias	81
3.2.1.1. Circuito derivador	81
3.2.1.2. Conexiones a tierra y apantallado	81
3.2.1.3. Experiencias recopiladas.....	82
3.3. PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA DISPOSICIÓN DE EQUIPOS E INSTALACIONES	83
4. CLASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS EN FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN.	85

4.1.	CONCEPTOS BÁSICOS	86
4.2.	LÍMITES DE EXPLOSIVIDAD	86
4.2.1.	Temperatura de inflamación	88
4.2.2.	Temperatura de auto-ignición.....	88
4.2.3.	Temperatura máxima superficial	88
4.3.	CLASIFICACIÓN DE ATMOSFERAS EXPLOSIVAS	89
4.3.1.	Clasificación según normas de las áreas consideradas como peligrosas	90
4.3.2.	Personal encargado de elaboración del mapa de riesgos.....	91
4.4.	METODOLOGÍA PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS	91
4.5.	NORMAS EUROPEAS, AMERICANAS Y COLOMBIANAS PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS POTENCIALMENTE EXPLOSIVAS	94
4.5.1.	NTC 2050	94
4.5.1.1.	Primera Clasificación - Fluidos Clase I	94
4.5.1.2.	Primera Clasificación - Fluidos clase II.....	95
4.5.1.3.	Primera Clasificación - Fluido Clase III.....	95
4.5.1.4.	Segunda Clasificación - División I	95
4.5.1.5.	Segunda Clasificación - División II	95
4.5.2.	NORMA IEC	95
4.5.3.	NORMA AMERICANA API	96
4.6.	EJEMPLOS PRÁCTICOS PARA CLASIFICACIÓN DE ZONAS POTENCIALMENTE PELIGROSAS	96
4.6.1.	Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada	97
4.6.2.	Tanque cerrado de techo fijo, lleno de líquido inflamable con ventilación inadecuada	98
4.6.3.	Tanque cerrado de almacenamiento lleno de líquido inflamable con ventilación inadecuada	99
4.6.4.	Estación de llenado o descargue de carros cisternas	100
4.6.5.	Clasificación de zonas de un separador Daf y Biox	101

4.6.6. Clasificación de zonas adecuadamente ventiladas de un compresor con líquidos inflamables	103
4.6.7. Clasificación de zonas de un compresor de líquidos inflamables.....	104
4.6.8. Clasificación de áreas aledañas a un compresor insuficientemente ventilado	105
4.7. ARREGLOS Y DISTANCIAS ENTRE DIFERENTES EQUIPOS INSTALADOS EN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA.....	106
4.7.1. Compresores de gas	108
4.7.2. Torres o sistemas de enfriamiento	111
4.7.3. Tambores cilíndricos	111
4.7.4. Sub estaciones eléctricas.....	111
4.7.5. Tableros o cabinas de interruptores eléctricos principales	112
4.7.6. Válvulas de bloqueo de emergencia, vapor de ahogo y sistemas de agua pulverizada.....	112
4.7.7. Intercambiadores que operan sobre la temperatura de auto-ignición	112
4.7.8. Intercambiadores que operan a una temperatura menor que la de auto-ignición	113
4.7.9. Hornos, calderas o equipos de fuego	113
4.7.10. Bombas con productos a temperaturas superiores a la de auto-ignición	114
4.7.11. Bombas con productos a temperaturas menores que la de auto-ignición	115
4.7.12. Equipos que manejan productos no combustibles	115
4.7.13. Recipientes de almacenamiento a presión dentro de áreas de proceso	115
4.7.14. Tambores de purga y drenaje de agua.....	116
4.7.15. Separadores de aceite	116
4.7.16. Tanques de almacenamiento a presión.....	116
4.7.17. Tanques de almacenamiento atmosférico (líquidos inflamables)	116
4.8. RECOMENDACIONES DE SEPARACIÓN HECHAS POR GAPS GUIDELINES	117

4.9.	DISTANCIAS ENTRE EQUIPOS Y RECOMENDACIONES HECHAS POR LA NFPA 58	122
4.9.1.	Ubicación de los recipientes de almacenamiento de gas licuado de petróleo 123	
4.9.2.	Instalación de compresores.....	125
4.10.	ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS POTENCIALMENTE EXPLOSIVOS EN TANQUES SEGÚN NORMA NFPA 30	128
4.10.1.	Requerimiento de construcción	129
4.10.2.	Almacenamiento en exteriores adyacentes a edificios	131
5.	CONCLUSIONES.....	133
6.	RECOMENDACIONES	134
	BIBLIOGRAFIA.....	135

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución y equipos utilizados en facilidades de superficie.....	20
Figura 2. Símbolos utilizados en facilidades de producción.....	21
Figura 3. Cabezal y árbol de navidad	23
Figura 4. Separador de alta presión.....	25
Figura 5. Separador Horizontal	28
Figura 6. Separador Vertical	28
Figura 7. Scruber de gas	29
Figura 8. Tea.....	30
Figura 9. Clasificación de los tanques de almacenamiento	34
Figura 10. Tanque de lavado	35
Figura 11. Partes de un tanque de lavado	36
Figura 12. Tanque de almacenamiento	37
Figura 13. Bomba recíproca común	41
Figura 14. Bomba neumática o tipo Wilden	42
Figura 15. Filtro Bawer utilizado en facilidades de producción temprana	44
Figura 16. Clasificación válvulas.....	45
Figura 17. Válvula de compuerta	47
Figura 18. Partes de una válvula de bola.....	47
Figura 19. Válvula de emergencia shut down	49
Figura 20. Válvula check.....	50
Figura 21. Compresor centrífugo	52
Figura 22. Clasificación y divisiones de las Áreas Peligrosas.....	59
Figura 23. Abertura segura de la rejilla	64
Figura 24. Visualización ubicación locaciones Clase I, División I y II.....	66
Figura 25. Rango de explosividad de una sustancia inflamable.	87

Figura 26. Ejemplo Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada (líquidos inflamables) con sumidero al interior de la locación.....	97
Figura 27. Ejemplo Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada (líquidos inflamables) con sumidero al exterior de la locación.....	98
Figura 28. Clasificación de un tanque con dique	98
Figura 29. Tanque de almacenamiento cerrado	99
Figura 30. Estación de llenado de carros tanques	100
Figura 31. Ejemplo ilustrativo numeral 4.7.5.....	101
Figura 32. Clasificación de zonas cercanas a un compresor.....	103
Figura 33. Clasificación de áreas aledañas a un compresor o bomba adecuadamente ventilada.....	104
Figura 34. Tanques de almacenamiento en el exterior	104
Figura 35. Clasificación de un compresor insuficientemente ventilado.....	105
Figura 36. Diagrama de separación entre equipos	107

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Código de colores para tanques de almacenamiento según NFPA.....	32
Tabla 2. Código de colores para tanques de almacenamiento adoptado por ECOPETROL S.A.....	33
Tabla 3. Ventajas y desventajas de las bombas centrifugas	38
Tabla 4. Ventajas y desventajas de las bombas reciprocantes	40
Tabla 5. Espacios de trabajo	56
Tabla 6. Distancia mínima desde la cerca a las partes energizadas	57
Tabla 7. Elevación de las partes energizadas no resguardadas por encima del espacio de trabajo.....	58
Tabla 8. Variación de la volatilidad de los combustibles líquidos inflamables.....	61
Tabla 9. Relación MIC y MESH	65
Tabla 10. Fuentes de ignición en atmosferas explosivas.....	85
Tabla 11. Recomendaciones de espaciamiento entre plantas para plantas químicas y petroleras I.	119
Tabla 12. Recomendaciones de espaciamiento entre plantas para plantas químicas y petroleras II.	120
Tabla 13. Recomendaciones de Espaciamiento de Tanques de Almacenamiento para Plantas Petroleras y Químicas.....	121
Tabla 14. Distancias de separación entre recipientes, edificios y linderos.	123
Tabla 15. Distancias mínimas de separación entre vaporizadores de fuego directo y exposiciones	125
Tabla 16. Separación mínima entre calentadores de tanques y exposiciones. ...	125
Tabla 17. Distancia mínima de separación entre recipientes y quemadores vaporizadores	126
Tabla 18. Clasificación eléctrica de área	126

Tabla 19. Localización de los recipientes de proceso con respecto a límites de propiedad, vías públicas y el edificio importante más cercano en la misma propiedad.....	129
Tabla 20. Distancias mínimas de separación para edificios o estructuras usadas para el manejo y operación de líquidos	130
Tabla 21. Limitaciones para almacenamiento exterior.....	131

RESUMEN

TÍTULO: PROCEDIMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA*

AUTORES: ÁLVARO ANDRÉS MURILLO ALARCÓN **

PALABRAS CLAVE: PROCEDIMIENTO, DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS, FACILIDADES, PRODUCCIÓN TEMPRANA.

DESCRIPCIÓN:

Las facilidades tempranas son los equipos instalados en las fases primarias de extracción de hidrocarburos que permiten la incorporación de la producción de un pozo o campo a las líneas de transporte y cuya principal característica es su fácil, rápida instalación y desmontaje. La disminución de los tiempos operativos se ha considerado como el principal objetivo para la obtención de un ahorro significativo en las operaciones de producción, lo que en algunos casos ha llevado a la omisión de la normatividad que hace referencia a las distancias mínimas requeridas entre equipos, esto debido entre otras a la falta de espacio suficiente, falta de capacitación del personal encargado del procedimiento y/o inexistencia de un documento práctico y de fácil manejo que relacione los equipos utilizados en las facilidades tempranas con las distancias requeridas y la distribución de las facilidades.

Varios de los equipos que son usados pueden clasificarse como críticos, ya que por sus características operativas facilitan o permiten escape de gases o vapores generando atmosferas potencialmente explosivas; ésta característica se usa como punto de referencia para una buena distribución y separación a los equipos de las EPF (Early Pruction Facilities). Una buena distribución y separación de los equipos permite el manejo eficiente tanto del espacio como de los riesgos asociados a explosiones y conflagraciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera indispensable la aplicación de un buen criterio de ingeniería basado en las normas existentes y que se rigen en este campo de acción que permitan desarrollar una metodología aplicable, ya que al ser implementadas se asegura la integridad del procedimiento a ejecutar.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos, Edison García Navas.

ABSTRACT

TITLE: PROCEDURE FOR THE DISTRIBUTION OF HYDROCARBON SEPARATION, TREATMENT AND STORAGE EQUIPMENT AT EARLY PRODUCTION FACILITIES*

AUTHORS: ÁLVARO ANDRÉS MURILLO ALARCÓN **

KEYWORDS: PROCESS, DISTRIBUCIÓN OF EQUIPMENT, EARLY PRODUCTION FACILITIES.

DESCRIPTION:

The early facilities are the equipment installed in the primary phases of the extraction of hydrocarbons that allow the incorporation of the production of the well same or to the lines of transport and whose main characteristic is its easy, fast installation and disassembly. The reduction of operating times has been considered as the main objective to obtain a significant saving in production operations, which in some cases has led to the omission of regulations that refers to the minimum distances required between equipment, the lack of training of the personnel in The procedure and / or the absence of a practical document and the simple to the use that relates to the equipment used in the early facilities and the tests with the distances and the distribution of the facilities.

The various equipment use it can be classified as critical, since by their operative characteristics facilitate or allow escape of gases or vapors generating explosive atmospheres; It is characteristic as a point of reference for a good distribution and separation of the equipment of the EPF (Early Production Facilities). The good distribution and separation of the equipment allows the efficient handling of space as well as the risks associated with explosions and conflagrations.

Taking into account the above, It is considered indispensable the application of the good criterion of engineering based in the existent rules That they be governed in this field of action that allow to develop an applicable methodology and that are implemented to assure the integrity of the procedure an ejaculate.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc. in Hydrocarbon Engineering, Edison García Navas.

INTRODUCCIÓN

La producción de un pozo inicia con la instalación de una serie de equipos conocidos como facilidades de producción temprana, estos equipos son los encargados de procesar los primeros barriles producidos por el pozo y se caracterizan por ser equipos modulares que se montan sobre skids con el fin de facilitar su movilización y rápida instalación. Dentro de los equipos instalados en las facilidades tempranas se encuentran: tanques verticales, tanques horizontales, filtros, bombas, separadores, teas, generadores eléctricos, manifold, entre otros. En estos equipos se procesa crudo, agua de formación y el gas proveniente del pozo para así permitir que a la salida de las facilidades de producción temprana (EPF) el crudo esté en condiciones óptimas para su venta.

Debido a la rapidez con la que son instaladas estas facilidades se presentan una serie de errores en los montajes; los más comunes se dan a la hora de establecer las distancias mínimas requeridas entre los equipos, en los que se incluye el desconocimiento de las normas, inexistencia de documentos donde se recopile la normatividad referente, limitaciones en las superficies de instalación, entre otras. El hecho de no respetar dichas distancias puede generar situaciones peligrosas en cuanto a la generación de accidentes, explosiones o incendios.

El presente proyecto busca proporcionar un documento que relacione las diferentes normas, directrices y recomendaciones que permitan la instalación de facilidades tempranas de producción de forma óptima, eficiente y que además minimice los riesgos de accidentes o incidentes que estas puedan causar si son instaladas de forma equivocada. Es así como se tienen en cuenta las normas que se rigen en este tipo de operaciones donde se manejan atmosferas explosivas como son: API RP 500, API RP 505, NFPA 70, NTC 2050, IEC y ATEX; de esta manera servirá como guía para corregir las prácticas y errores cometidos en cuanto a distancias mínimas



requeridas entre equipos con el fin de controlar una atmosfera potencialmente explosiva.

1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS Y FACILIDADES UTILIZADOS EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN.

Las facilidades de producción temprana o EPF (Early Production Facilities) por sus siglas en inglés, son facilidades de producción que permiten conocer datos de producción en tiempo real e iniciar la extracción de hidrocarburos con una serie de equipos temporales. Estas facilidades sirven como sistemas controladores y como medio de evaluación del desempeño del yacimiento antes de la instalación de los equipos permanentes.

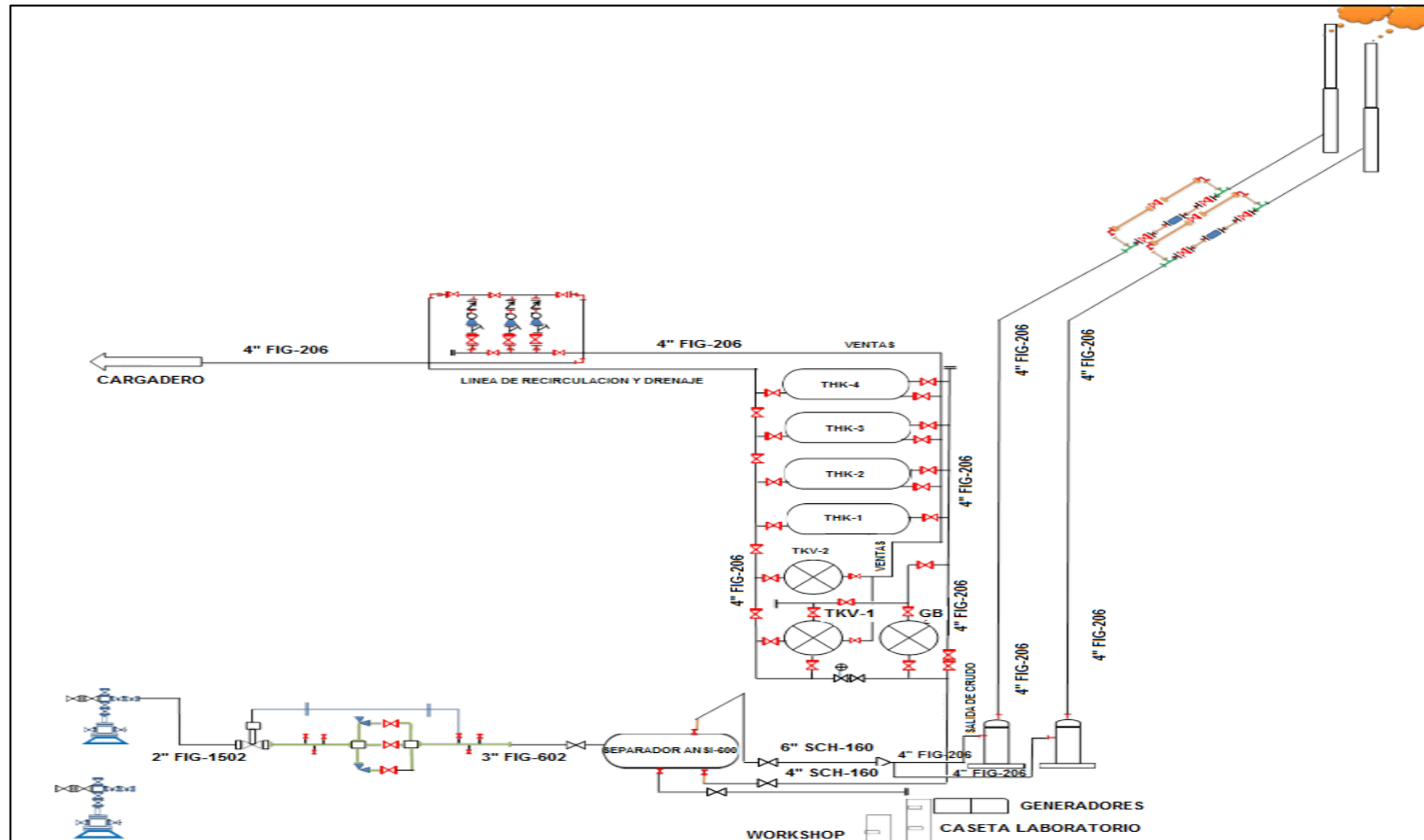
Los EPF son utilizados para procesar el crudo, agua de formación y el gas hasta la salida de las facilidades donde se entregan bajo las condiciones establecidas para su comercialización.

1.1. DESCRIPCIÓN GRÁFICA DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Una facilidad de producción temprana permite el tratamiento de crudo, agua de producción y el gas proveniente del pozo; al ser temporal no cuentan con varios de los sistemas de control o equipos de los que si se encuentran dotadas las facilidades permanentes. Dentro de los procesos que se realizan en las facilidades tempranas de producción están los procesos de separación, calentamiento, filtración, almacenamiento, bombeo y distribución, entre otros.

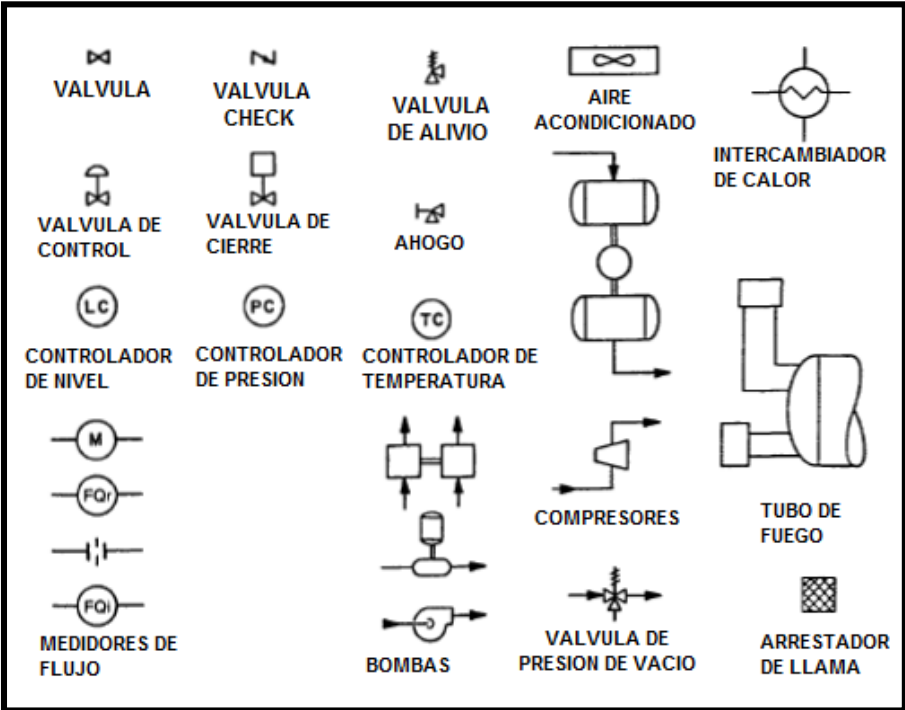
En la Figura 1 se puede observar la distribución y equipos típicos utilizados en facilidades de superficie como: bombas, separadores, tanques, válvulas, tuberías. En el diagrama se encuentran una serie de símbolos que se pueden observar en detalle en la Figura 2.

Figura 1. Distribución y equipos utilizados en facilidades de superficie



Fuente. Archivo SAR ENERGY.

Figura 2. Símbolos utilizados en facilidades de producción



Fuente. Ken Arnold - Surface Production Operations (3rd Edition)

1.2. CABEZAL

El Cabezal del pozo es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación¹; el cual es el encargado de sostener toda la tubería de revestimiento y de producción, de acuerdo al caso, de forma concéntrica y donde se puede instalar el árbol de navidad también conocido como “X-mas tree”; éste último permite controlar el flujo del pozo de producción. Ver Figura 3.

¹ SCHLUMBERGER, 2014. “Cabezales de pozo y árboles de navidad” [en línea]. En programa de entrenamiento acelerado para supervisores, 2014 [fecha de consulta: 28 de marzo de 2017]. Disponible en <<https://es.slideshare.net/lord30/25988915-07cabezaldelpozoyarbordenavidad-1>>.

El cabezal siempre está acompañado de un árbol de navidad el cual se divide o cuenta con tres partes: una llamada equipo de control de flujo, la segunda es un equipo de suspensión de tubería y por ultimo un equipo de suspensión de revestidor. Al igual que todos los equipos construidos y/o utilizados en ingeniería este dispositivo se rige por norma NACE y la API 6^a.

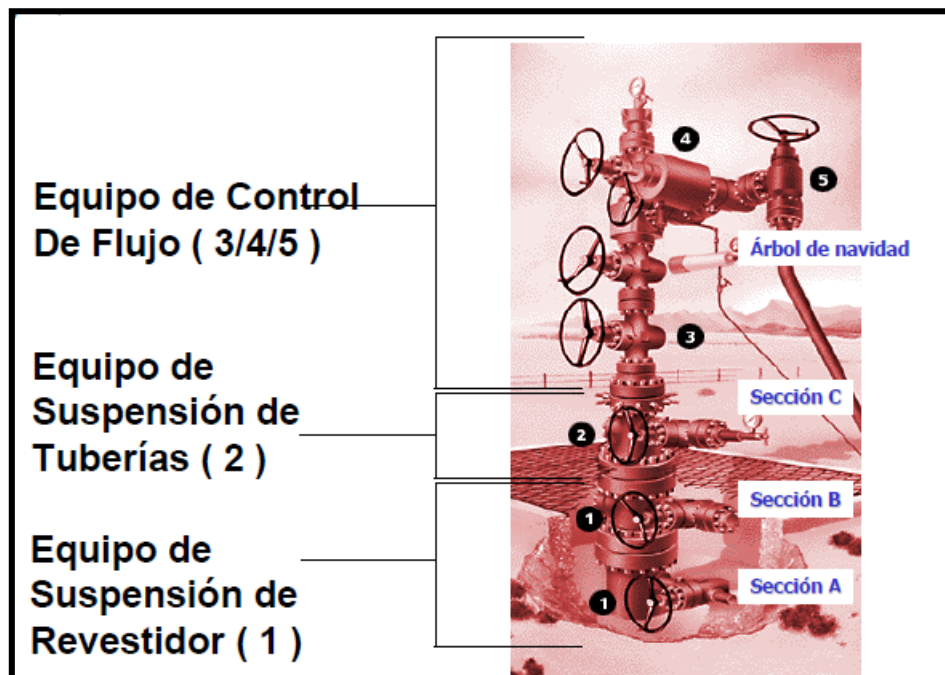
1.2.1. Funciones de un cabezal y árbol de navidad. Cada una de las partes del cabezal tiene una función específica que cumplir dentro de los procesos de producción estas funciones son:

- El cabezal de tubería: Brinda sello a la sarta de revestimiento de producción, ofrece apoyo y retención para el colgador de tubería, como también sirve de sostén para las válvulas preventoras. Este tipo de cabezales funcionan para presiones de trabajo cercanas a los 10.000 psi.
- Colgador de tubería: Suspender la tubería de producción o tubería de inyección, proporciona sello al espacio anular entre la tubería y el revestimiento, ofrece una base de asiento para la válvula de contrapresión (VCP); esta válvula se puede instalar temporalmente en el colgador facilitando el retiro de las válvulas preventoras aun con presión en el pozo; y por ultimo sirve como apoyo para el montaje del árbol de navidad.

Estos dispositivos sirven como medios de control, tanto el cabezal como el árbol de navidad son métodos secundarios para el control de los pozos el primero es la hidrostática de la columna de fluido en el pozo. Por consiguiente, tanto el diseño como el ajuste del cabezal deben garantizar que las especificaciones de presión de cada componente contengan las presiones máximas esperadas durante la operación del pozo.

Una característica significativa del cabezal y del árbol de navidad es que utiliza válvulas tipo compuerta, son este tipo de válvulas las encargadas de brindar el control primario del cabezal, este tipo de válvula se construye bajo la norma API 6A y cuando corresponde bajo la NACE MR-01-75.

Figura 3. Cabezal y árbol de navidad



Fuente. SCHLUMBERGER. Cabezales de pozo y árboles de navidad. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. 2014. 10-p.

1.3. MÚLTIPLE O MANIFOLD

El múltiple o manifold son sistemas o arreglos de tuberías y válvulas que permiten controlar y direccionar los fluidos provenientes de varios pozos hacia los procesos posteriores a su extracción. El número de múltiples o manifold instalados en un campo de producción depende de la cantidad de pozos y de la extensión del campo.

Un manifold se compone de una serie de dispositivos, estos dispositivos son:

- Válvulas check
- Válvulas de bola o mariposa
- Válvulas de tres vías
- Indicadores de presión (manómetros)
- Bombas de inyección de químicos para los tratamientos del crudo

Estos sistemas se diseñan bajo los condicionamientos de presión de trabajo y la cantidad de fluido a manejar; son diseñados bajo la norma ANSI y API.

1.3.1. Clasificación del múltiple o manifold

1.3.1.1. Múltiple según su temperatura de trabajo. Se sub-dividen en:

- Múltiple caliente: Poseen características específicas para recibir fluidos de pozos sometidos a procesos de recuperación (inyección de vapor).
- Múltiple convencional: Son los que como su nombre lo indica reciben fluidos en condiciones de temperatura y presión normal.

1.3.1.2. Múltiple según su presión de trabajo. Esta división se da en baja y alta presión de trabajo, quedando a criterios de producción la presión de referencia.

1.3.1.3. Múltiple según su forma. En la industria se encuentran configuraciones horizontales y verticales, el criterio para su selección es dado según el espacio con que se cuente para su instalación.

1.3.2. Operación del múltiple o manifold. El recorrido del fluido inicia en la parte superior pasando por una válvula de choque ajustable con entrada abierta, luego sigue su recorrido pasando por una válvula de retención (check valve); para producir la mezcla entre las diferentes corrientes provenientes de pozos distintos se cierra la válvula de choque obligando a todas las corrientes a pasar por una válvula del cabezal en dirección del separador principal. A la hora de realizar labores de mantenimiento en alguna sección del manifold basta con cerrar algunas de las válvulas para aislar el sector requerido sin ningún tipo de inconveniente.

1.4. EQUIPOS DE SEPARACIÓN PRIMARIA

Los fluidos provenientes de los pozos son de naturaleza multifásica lo que hace que el proceso de separación sea de suma importancia, ya que cada uno de los fluidos poseen precios diferentes en el mercado y otros como el agua, tienen reglamentaciones estrictas en cuanto a su reinyección en los ecosistemas; por estas razones la filtración se debe realizar de manera eficiente.

Los separadores son equipos totalmente herméticos y fabricados en acero, son utilizados para separar gas, petróleo y agua. También permiten extraer elementos no deseables como sólidos en suspensión y arenas; estos equipos son capaces de mantener constante la presión de trabajo². Los separadores al ser equipos presurizados se rigen por la norma ASME sección VIII.

Figura 4. Separador de alta presión

² REQUENA, José y RODRÍGUEZ, Mauricio. Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Caracas.: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006. 235p.



Fuente. SAR Energy.

1.4.1. Componentes de un separador. Un separador bifásico consta de una serie de elementos o componentes que facilitan la separación de las fases de la mezcla, entre ellos están:

- Dispositivo de entrada
- Deflector
- Dispositivo de mejora de separación
- Dispositivo de extracción de neblina
- Placas anti-espuma
- Rompedores de vórtices
- Extractor de neblina
- Rompedor de olas

1.4.2. Descripción de la función de los dispositivos internos de un separador.

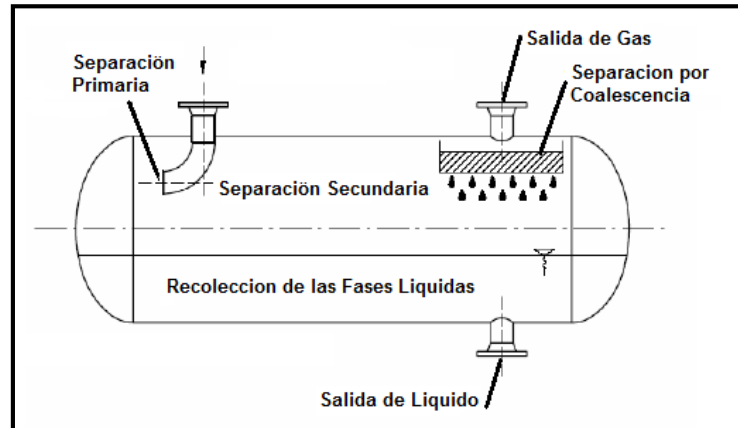
Los dispositivos internos de un separador prestan diferentes funciones, cada uno de los dispositivos internos facilitan el proceso de separación de las fases de la mezcla. Entre las funciones están:

- Separación primaria de la fase: En esta primera etapa se reduce el momento de las fases mediante un cambio en la dirección del flujo de las mismas (deflectores, distribuidores de entrada).
- Reducción de la turbulencia: La disminución de la turbulencia reduce la posibilidad de que se presente un re-arrastre de gotas de líquido por parte de la corriente de vapor (plancha rompe olas).
- La coalescencia de gotas pequeñas permite realizar la decantación (mallas de alambre, laberintos de aletas).
- Reducción del arrastre de burbujas: Se debe controlar la velocidad de salida para evitar arrastres de burbujas (rompe vórtices).
- Reducción del tiempo de decantación: Cuando se realiza separación líquido-líquido es necesario disminuir el tiempo de decantación de la fase pesada (placas de decantación).
- Uno de los sistemas de mayor importancia es el dispositivo de alivio, independientemente del tamaño y presión nominal que se maneje dentro del separador, la norma ASME obliga a su instalación; este dispositivo puede ser de cualquier tipo desde una válvula de alivio con un disco de ruptura, en este caso la válvula se calibra para activarse a la máxima presión de trabajo y el disco con una presión superior a la máxima presión de trabajo.

En la **Figura 5** y **Fuente.** *Ken Arnold - Surface Production Operations (3rd Edition).*

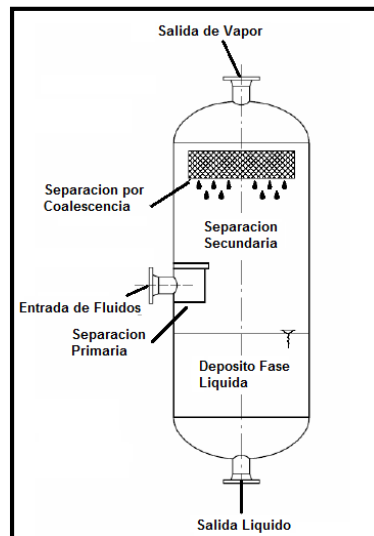
Figura 6 se puede observar los dos tipos de configuraciones que se dan en cuanto a separadores horizontales y verticales³.

Figura 5. Separador Horizontal



Fuente. Ken Arnold - *Surface Production Operations (3rd Edition)*.

Figura 6. Separador Vertical



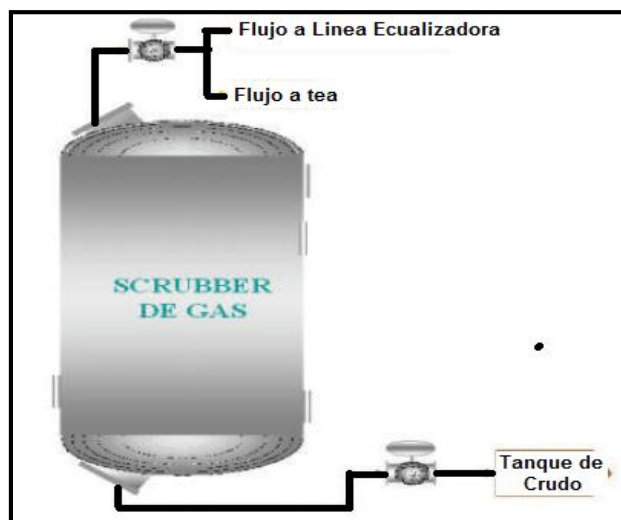
Fuente. Ken Arnold - *Surface Production Operations (3rd Edition)*.

³ Ibid., p. 230

1.5. SCRUBER

Una torre lavadora o Scruber es un dispositivo para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido, también son comúnmente utilizados para realizar la separación de gotas muy pequeñas de líquido suspendidas dentro de las corrientes gas; dentro de los Scruber se encuentran los depuradores de polvo y los filtros. Es común instalar Scruber antes de las estaciones compresoras con el fin de brindar protección contra los daños que puedan generar las impurezas del gas. El mecanismo utilizado para lograr la separación es por impacto o intersección con un líquido lavador, en estos equipos se logran separar partículas con tamaños entre 0.2 y 10 micras. La coalescencia es su principal arma para lograr la separación, la segunda es el atrapamiento en el extractor de niebla para que la gravedad las haga caer por la parte inferior del Scruber. Los Scruber se clasifican en de alta y baja dependiendo de la cantidad de gas que maneje, ver **Figura 7**.

Figura 7. Scruber de gas



Fuente. CHILLA, Mario Fernando y NIETO, Luis Alejandro. Estudio para la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF utilizando los programas pipesim y piper.

1.6. TEA

La tea es el equipo que recibe el remanente del gas producido en el campo para ser quemado, debido a que no se puede ventear a la atmosfera por reglamentación medio ambiental. Este dispositivo se utiliza para quemar o recuperar el gas que no pudo ser separado dentro de los sistemas de separación, tanques de lavado y botas de gas, ver **Figura 8**.

Figura 8. Tea



Fuente. Archivo SAR Energy

1.6.1. Funcionamiento de una tea. Los fluidos que son enviados para ser quemados en primer lugar se reúnen en un colector y posteriormente son bombeados hacia la parte superior de la tea donde se encuentra el quemador y el encendedor. La tea es de gran importancia en el funcionamiento de cualquier planta, sirve como sistema de seguridad para cualquier tipo de inconveniente que pueda darse, ya que hace las veces de sistema de alivio. Las teas están diseñadas para trabajar 24 horas al día durante varios años sin requerir grandes labores de mantenimiento⁴.

Las funciones de la tea son:

- Reducir a nivel del suelo las concentraciones de sustancias químicas peligrosas.
- Proporcionar seguridad en la gestión y el transporte de sustancias inflamables.
- Reducir los compuestos de hidrocarburos y volátiles que son emitidos al ambiente.

1.7. TANQUES PARA PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS

El almacenamiento de hidrocarburos es de gran importancia dentro de las labores petroleras ya que si se realiza de forma correcta se reduce en un gran porcentaje las pérdidas.

A nivel industrial existen códigos de colores para determinar el fluido almacenado dentro de ellos como se puede ver en la Tabla 1. El color de los tanques podrá ser

⁴ Ibid., p. 232

variado cuando se requiera por razones de seguridad física o paisajismo. De ser este el caso se debe tener en cuenta que para productos livianos y medios los colores tendrán que ser de tonos claros y para productos pesados en colores oscuros.

En los tanques de color claro se podrá pintar una franja horizontal de color negro (RAL 9004) en el primer anillo, contado desde el primer piso. Igualmente de ser necesario se puede pintar una franja de color negro (RAL 9004), en el sector de la boquilla de medición, para protección en caso de derrame⁵. los tanques deben llevar el nombre del producto almacenado y el diamante de seguridad, de acuerdo a las normas NFPA 704.

Tabla 1. Código de colores para tanques de almacenamiento según NFPA

PRODUCTO	COLOR PRIMARIO	COLOR SECUNDARIO	ENVOLVENTE	TECHO
Gas licuado de petróleo	Blanco Brillante	–	Blanco Brillante	–
Gasolina de avión	Naranja	–	Aluminio	Blanco Brillante
Gasolina especial	Rojo	Azul Triaron	Aluminio	Blanco Brillante
Gasolina Regular	Rojo	–	Aluminio	Blanco Brillante
Nafta Industrial	Turquesa	Blanco Brillante	Aluminio	Blanco Brillante
Nafta Especial	Rojo	Blanco Brillante	Aluminio	Blanco Brillante
Solventes	Verde Turquesa	–	Aluminio	Blanco Brillante
Tolueno	azul Claro	–	Aluminio	Blanco Brillante
Turbo combustible producto nacional	Gris Acero	–	Aluminio	Blanco Brillante
Turbo combustible exportación	Gris Acero	–	Aluminio	Blanco Brillante

⁵ Guía sobre código de colores y señales industriales; Responsabilidad integral dirección HSE; Ecopetrol ECP-DHS-G-009.

PRODUCTO	COLOR PRIMARIO	COLOR SECUNDARIO	ENVOLVENTE	TECHO
Queroseno	Verde Esmeralda	Blanco Brillante	Aluminio	Blanco Brillante
Combustible Diésel	Amarillo Tostado	–	Aluminio	Blanco Brillante
Aceites Lubricantes	Cocoa	–	Aluminio	Blanco Brillante
Aceite Usado	Cocoa	Negro Brillante	Negro Mate	Negro Mate
Petróleo Combustible	Blanco Brillante	–	Negro Mate	Negro Mate
Petróleo Crudo	Negro Brillante	Verde Manzana	Aluminio	Blanco Brillante
Asfalto	Ferro protector Negro	–	Ferro protector Negro	Ferro protector Negro
Alcohol Desnaturalizado	Azul Triaron	–	Aluminio	Blanco Brillante
Agua	Gris Dublín	–	Gris Dublín	Gris Dublín

Fuente. CHILLA, Mario Fernando y NIETO, Luis Alejandro. Estudio para la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF utilizando los programas pipesim y piper.

Tabla 2. Código de colores para tanques de almacenamiento adoptado por ECOPETROL S.A

PRODUCTO	RAL BASICO	RAL FRANJA
ACIDO SULFURICO	3001 ROJO SEÑALAMIENTO	
AGUA CONTRAINCENDIO	6016 VERDE TURCO	3001 ROJO SEÑALAMIENTO
AGUA DE CONDENSADO	5012 AZUL CLARO
AGUA DE PROCESO	5012 AZUL CLARO
AGUA FENOLICA	2010 NARANJA SEÑALAMIENTO	8016 MARRON CAOBA
AGUA PÓTABLE	6016 VERDE TURCO
FENOL	2010 NARANJA SEÑALAMIENTO	
GASOLEO	AISLADOS O BLANCO SEÑALAMIENTO RAL 9003	

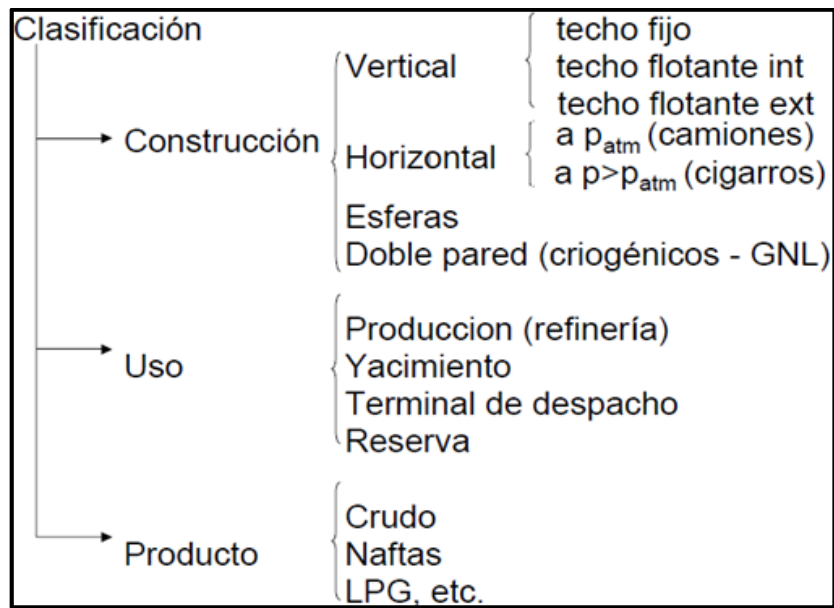
PRODUCTOS CALIENTES	AISLADO CON LAMINA DE ALUMINIO	
PRODUCTOS LIVIANOS (PUNTO DE CHISPA < 54°C)	BLANCO SEÑALAMIENTO RAL 9003	
PRODUCTOS PESADOS (PUNTO DE CHISPA > 54°C)	NEGRO SEÑALAMIENTO RAL 9004	
PRODUCTOS PETRO QUIMICOS	9006 GRIS ALUMINIO
SODA	8016 MARRON CAOBA	3001 ROJO SEÑALAMIENTO
SULFITO SODICO	2010 NARANJA SEÑALAMIENTO

Fuente: Documento Guía sobre código de colores y señales industriales; Responsabilidad integral dirección HSE; Ecopetrol ECP-DHS-G-009.

Los combustibles denominados blancos como el diésel, queroseno, naftas y gasolinas; se deben almacenar en tanques donde el color de la pintura refleje la luz por eso en la mayoría de los casos se fabrican en aluminio brillante y blanco brillante para el techo.

1.7.1. Clasificación. La clasificación de los tanques de almacenamiento se da según como se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Clasificación de los tanques de almacenamiento



Fuente. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. http://materias.fi.uba.ar/6756/Tanques_de_almacenamiento_de_hidrocarburos_1C_07.pdf

1.7.2. Tanque de lavado. El tanque de lavado se utiliza para retirar gotas de agua que se encuentran atrapadas dentro del hidrocarburo, al ingreso de la mezcla al tanque son adicionadas sustancias químicas las cuales rompen la emulsión haciendo que el agua por efecto de la decantación sea retirada por la parte inferior del tanque, mientras tanto el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento con un porcentaje de agua muy inferior al que tenía en un inicio.

Figura 10. Tanque de lavado

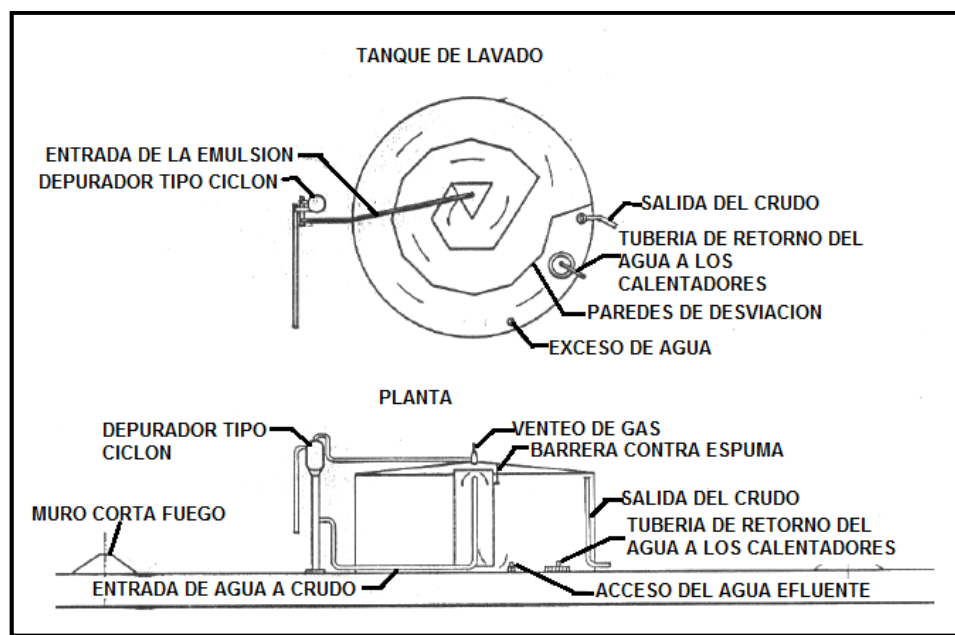


Fuente. Archivo SAR Energy.

1.7.2.1. Partes de un tanque de lavado

- Línea de entrada: Consiste en una línea de tubería que lleva la emulsión de agua y petróleo hasta el tubo separador de gas.
- Tubo separador de gas: Es una tubería de gran tamaño por donde pasa la mezcla antes de entrar al tanque, esta tubería cumple con tres funciones: la primera es separar el gas de la emulsión, con esto se reduce la turbulencia dentro del tanque, el gas separado se evacua por la parte superior conservando la presión atmosférica. La segunda es servir como compensación para evitar que las emulsiones se introduzcan al tanque por las bocas de baja presión y la tercera es distribuir de forma uniforme la emulsión dentro del tanque por medio de un esparcidor interno.

Figura 11. Partes de un tanque de lavado



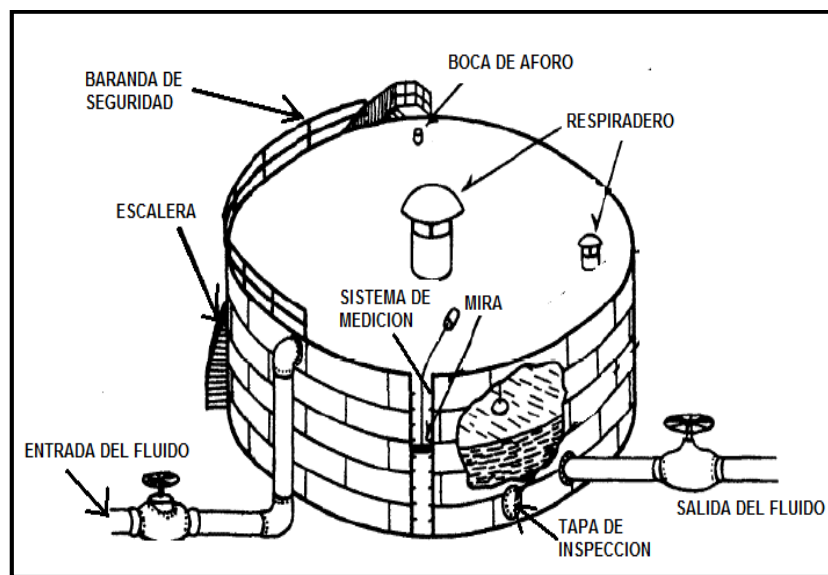
Fuente. Ken Arnold - Surface Production Operations (3rd Edition).

1.7.2.2. Funcionamiento de un tanque de lavado. La emulsión entra por el tubo conductor de gas, en este punto la presión es la atmosférica, dentro del dispositivo se necesita algo de presión aguas arriba del tanque de lavado, el gas se desprende de la emulsión apenas la presión se reduce apenas un poco. El gas liberado es evacuado por la válvula de escape de gas en la parte superior del tanque. Luego de esto la mezcla de líquidos ingresa al tanque, dentro del tanque se dan tres capas diferentes: en la superior se encuentra el hidrocarburo, en el centro la mezcla de agua e hidrocarburo y en el fondo el agua decantada. La decantación se logra utilizando deflectores para disminuir la velocidad de ascenso del hidrocarburo para permitir que las goticas de agua logren desprenderse y caer hasta el fondo del tanque⁶.

1.7.3. Tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento de petróleo, reciben el petróleo ya procesado en pasos anteriores con porcentajes de agua bajos. En la Figura 12 se observan las partes de un tanque de almacenamiento.

Figura 12. Tanque de almacenamiento

⁶ DE LA CRUZ, Luis. Producción de petróleo. En: Centro de ingenieros del Estado Carabobo. 1 ed. Valencia: Dirección de ciencia y tecnología, 2003. p. 13-20.



Fuente. Ken Arnold - Surface Production Operations (3rd Edition).

1.8. BOMBAS UTILIZADAS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Dentro de la industria petrolera el bombeo de fluidos se realiza utilizando diferentes tipos de bombas cada una de ellas con unas capacidades y características específicas, la selección de la bomba depende de las necesidades que se tengan en el proceso. A continuación se muestran diferentes tipos de bombas utilizadas dentro de las facilidades tempranas de producción.

1.8.1. Bombas Centrifugas. Son bombas que utilizan sistemas rotativos dinámicos que imparten energía cinética a los fluidos, energía que se transforma en presión estática. La presión aumenta en el fluido simplemente con un cambio en el área de la sección de la voluta, la combinación entre el rotor y la voluta crean el vacío necesario para mover el fluido a través de la carcasa. Ver Tabla 3.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de las bombas centrifugas

BOMBAS CENTRIFUGAS	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
El mantenimiento de estas bombas es menor que cualquier otro tipo de bomba	No producen incrementos de presión elevados
Los sólidos en suspensión no son problema para este tipo de bomba	Poseen problemas con la cavitación
Con estas bombas se pueden manejar grandes caudales aun con bombas pequeñas	Fluidos con alta viscosidad son un problema para estas bombas
Poseen gran número de aplicaciones en la industria	Su eficiencia no es alta si se le compara con las reciprocantes
Su tamaño es pequeño lo que facilita su instalación	
Se pueden manejar con presiones de succión bajas	
La descarga del fluido es constante	

Fuente. GUZMAN, Alexander. Proposición de facilidades de superficie para la producción de crudo extra pesado con inyección de vapor en la faja petrolífera del Orinoco.

1.8.2. Bombas Reciprocantes

Son dispositivos mecánicos con desplazamiento positivo, reciben el fluido en condiciones de succión para luego producir una compresión hasta la presión de descarga y posteriormente liberarla por la boquilla de descarga.

El funcionamiento de este tipo de bombas es sencillo, el fluido se succiona hacia la cámara donde se comprime por unos segundos para luego descargarlo por la tubería de descarga.

Este tipo de bombas tienen problemas cuando los fluidos son abrasivos o tienen sólidos en suspensión ya que el movimiento de succión, compresión y descarga genera fricción en las paredes del émbolo produciendo desgaste en el mismo.

Las bombas son relativamente de baja velocidad de rotación, de tal manera que cuando tienen que ser movidas por motores eléctricos deben ser intercaladas las transmisiones de engranes o poleas para reducir la velocidad entre el motor y la bomba.

1.8.2.1. Ventajas y desventajas de las bombas reciprocantes

La Tabla 4 muestra un listado de las ventajas y desventajas de las bombas reciprocantes. La Figura 13 muestra un tipo de bomba reciprocante común.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de las bombas reciprocantes

BOMBAS RECIPROCANTES	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se pueden generar presiones muy altas	El flujo del fluido no es constante, lo que a su vez genera vibraciones en las tuberías de carga y descarga.
Los fluidos viscosos favorecen el funcionamiento de este tipo de bombas ya que actúan como sello.	Poseen problemas al trabajar con fluidos que posean sólidos en suspensión
BOMBAS RECIPROCANTES	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se alcanzan eficiencias superiores al 95%	Su gran tamaño, costos de mantenimiento e inversión son una gran limitante.
	La presión de succión requerida para su funcionamiento es elevada si se le compara con otras bombas

Fuente. GUZMAN, Alexander. Proposición de facilidades de superficie para la producción de crudo extra pesado con inyección de vapor en la faja petrolífera del Orinoco.

Figura 13. Bomba reciprocante común



Fuente. Bomba de lodo BW-250. <http://www.hytjx.es/duplex-mud-pump-p-1392.html>

1.8.3. Bombas neumáticas o tipo Wilden. Las bombas neumáticas de doble membrana o bomba de diafragma fueron diseñadas en 1955 por Jim Wilden. Son un tipo de bombas de desplazamiento positivo alternativo, donde el aumento de presión lo produce el movimiento de dos diafragmas que producen un volumen de fluido variable dentro de la cámara de bombeo, aumentándola en el proceso de succión y disminuyéndola durante la descarga. Este tipo de bombas poseen gran aceptación dentro de la industria ya que su simple principio de funcionamiento las hace muy fiables. Su gran ventaja frente a otras bombas está en el hecho de no poseer sellos mecánicos ni empaquetaduras que son los culpables de la gran mayoría de fallas en este tipo de equipos.

Estas bombas son autocebantes, es decir, no es necesario llenar la columna de aspiración de líquido para que funcionen; su mantenimiento es sencillo, rápido y con componentes fáciles de sustituir. Según el tipo de válvulas utilizadas, tienen una buena o muy buena aceptación de sólidos en suspensión.

La gran resistencia a la corrosión de este tipo de bombas hace que se puedan utilizar en el bombeo de casi que cualquier tipo de fluido como ácidos, derivados del petróleo, disolventes, pinturas, barnices, fangos e industrias químicas.

Figura 14. Bomba neumática o tipo Wilden



Fuente. Archivo SAR Energy

1.8.4. Filtración. El proceso de filtración en una planta de producción es de relevante importancia durante la operación, ya que es importante retirar tanto gotas de agua en suspensión que no pudieron ser retiradas por otros métodos como por separación. La filtración es una línea de defensa importante contra lodos, sólidos suspendidos que son dañinos para los equipos aguas abajo del proceso.

El fluido entra caliente al filtro donde se retiran los contaminantes, los medios de filtración utilizados son múltiples como de cascara de nuez, viruta de pino o por membranas coalescentes.

Los procesos de filtración tienen dos funciones importantes la primera es entregar aguas residuales libres de contaminantes para ser vertida en las formaciones hídricas y la segunda es proteger los equipos y procesos industriales.

1.8.4.1. Funcionamiento de un filtro. La mezcla entra al filtro por la parte superior de la unidad y comienza su descenso a través del medio filtrante, el agua sale por la parte inferior y el aceite o hidrocarburo por otro conducto, los sólidos disueltos se quedan atrapados dentro del lecho filtrante. Para limpiar el medio filtrante se realiza un retro lavado; con el fin de retirar los contaminantes, este procedimiento se realiza cuando los contaminantes disminuyen la velocidad de filtración.

1.8.4.2. Medios filtrantes. Las unidades de filtración pueden ser:

- De lecho suelto como arena, grava, antracita, carbón activado, cascarillas.
- De lecho fijo.
- De cartucho plegado o enrollado, el cual es desechable y tiene baja capacidad de acumulación de sólidos.

Dentro de la industria los filtros de mayor utilización son los de cascara de nuez, fabricados para manejar grandes cantidades de fluido, este tipo de filtro pueden remover aceites, grasas en concentraciones desde 40-60 ppm hasta 3 ppm o

menos⁷. En la **Figura 15** se puede observar un filtro común utilizado en las facilidades tempranas de producción.

Figura 15. Filtro Bawer utilizado en facilidades de producción temprana



Fuente. Archivo SAR Energy

⁷ JAIMES, Diana Marcela y PICO, Maria Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras – aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009. p. 31.

1.8.5. Válvulas. Las válvulas son mecanismos mecánicos que permiten regular el paso de los fluidos por los sistemas de transporte; mediante las válvulas se pueden abrir, cerrar, conectar, desconectar, regular, modular o aislar una infinidad de líquidos y gases. Se pueden encontrar válvulas desde 9 mm de diámetro. Las presiones de operación van desde el vacío hasta presiones elevadas como 140MPa. Las temperaturas de operación en las que se pueden operar las válvulas van desde las aplicaciones criogénicas hasta los 815°C. En la figura 16 se muestra la clasificación según el funcionamiento de la válvula.

Figura 16. Clasificación válvulas



Fuente. Autor.

1.8.5.1. Tipos de configuraciones de válvulas

- Válvulas de control automático: Constituyen el último elemento en un lazo de control en las líneas de proceso, su función es la de regular el caudal de una forma establecida. Las partes de una válvula de control son: el actuador, el cual es un dispositivo neumático, eléctrico o hidráulico; cuerpo de la válvula que consta de un tapón, asientos y una serie de accesorios más.

Partes de las válvulas de control:

- ✓ Actuator: el actuador o accionador, puede ser de origen mecánico, neumático, eléctrico o hidráulico. Los más comúnmente utilizados son los dos primeros por su forma rápida y sencilla de actuar; casi el 90% de las válvulas utilizadas en la industria son accionadas neumáticas.

- ✓ Cuerpo de la válvula: el cuerpo está provisto de un obturador o tapón los asientos del mismo y la empaquetadura del cuerpo como tal, la unión de la válvula a la tubería por medio de bridas soldadas o roscadas, el tapón es el encargado de controlar la cantidad de fluido que pasa a través de la válvula.

- Válvulas de compuerta: Son accionadas al hacer girar el volante, así se cierra el orificio de paso mediante un disco vertical de cara plana. Esta aplicación de válvula se utiliza cuando se necesitan cierres o aperturas totales, para resistencia mínima a la circulación y para mínimas cantidades de fluido. Sus principales fortalezas son: Ofrece un cierre hermético, son de bajo costo, su funcionamiento es sencillo. Dentro de sus principales falencias están el control deficiente de la circulación, cavitación con bajas caídas de presión, la extrema fuerza de accionamiento. Las válvulas de compuerta son recomendadas para un cierre total o parcial sin estrangulación del flujo, para un uso poco frecuente y con una resistencia mínima a la circulación.

Las ventajas de este tipo de válvulas son alta capacidad, cierre hermético, bajo costo, poca resistencia a la circulación; y sus desventajas son un control deficiente de la circulación, produce cavitación con baja caída de presión, requiere de mucha fuerza para accionarla.

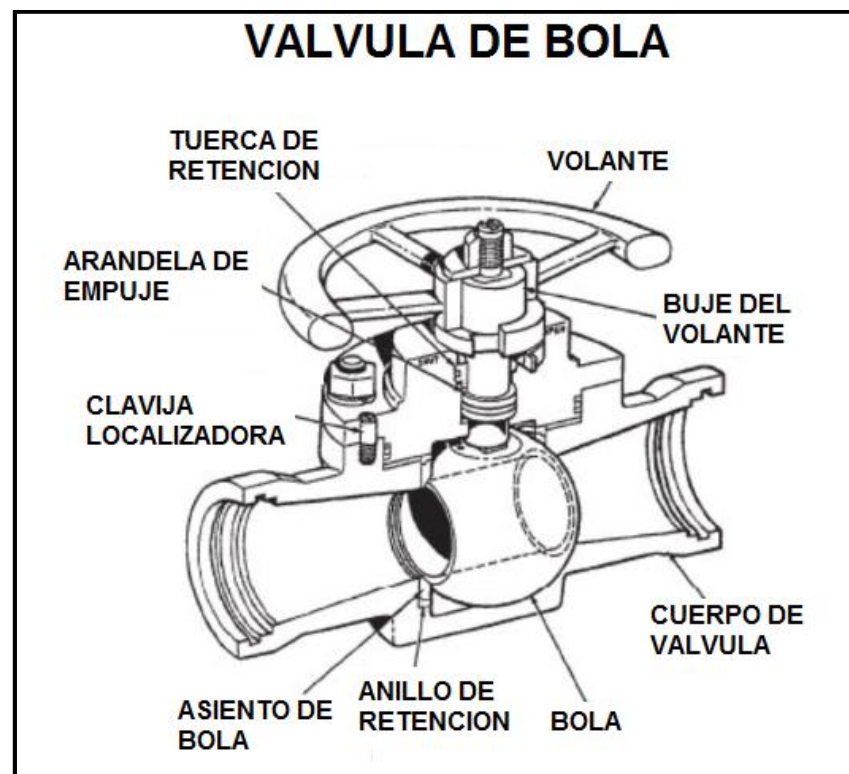
Figura 17. Válvula de compuerta



Fuente. <https://minpromex.com/producto/valvula-de-compuerta/>

- Válvula de bola: Este tipo de válvulas son de cuarto de vuelta, el mecanismo de cierre es una bola con un agujero que permite el paso y cierre del paso del flujo, su mayor fortaleza es la de permitir una apertura rápida por esta condición son las de mayor presencia en la industria petrolera. Las válvulas de globo se recomiendan para accionamiento frecuente, corte positivo de gases o aire. Sus ventajas relevantes son la estrangulación eficiente, carrera corta del disco, control preciso de la circulación; sus principales desventajas son su costo elevado y la gran caída de presión.

Figura 18. Partes de una válvula de bola



Fuente: <http://informefebrerotanquehidraulico828826.blogspot.com.co/2015/04/valvulas-de-bloqueo-y-valvulas-de.html>

- Válvula mariposa: la válvula mariposa controla la circulación del flujo por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de circulación. Se recomiendan para realizar cierres totales o parciales, servicios que requieran estrangulación, para usos frecuentes y bajas caídas de presión; sus ventajas relevantes son el bajo costo, su poco peso, se limpia por sí sola, alta capacidad y un número de piezas móviles bajas. Y sus desventajas son su alta torsión, propensa a cavitación y su capacidad limitada para la caída de presión.
- Válvulas shut down: Estas válvulas son de cierre o apagado de emergencia, son accionadas cuando detectan una situación de peligro o escape de un fluido peligroso. Las válvulas son normalizadas por los códigos API-6D y

ANSI B-16-S, se construyen en acero forjado, los interiores son en acero inoxidable cuando los fluidos son altamente corrosivos⁸.

Figura 19. Válvula de emergencia shut down



Fuente. Archivo SAR Energy

- Válvulas de diafragma: las válvulas de diafragma son de vueltas múltiples y efectúan el cierre por medio de un diafragma flexible sujeto a un compresor. Cuando el vástago de la válvula hace descender el compresor, el diafragma produce el sellamiento y corta la circulación. Este tipo de válvulas se recomiendan para cierres totales o aperturas totales, para servicios con bajas

⁸ Ibid., p. 34

presiones de operación. Sus ventajas relevantes son su bajo costo, su carencia de empaquetaduras, no permite fugas por el vástago entre otras más; y sus desventajas son elevada torsión y la susceptibilidad del diafragma al desgaste.

- Válvulas de retención o “check” válvulas de alivio: este tipo de válvulas son de accionamiento automático, funcionan sin controles externos para su funcionamiento dependen del sentido de circulación del fluido o las presiones dentro de las líneas de tubería. Las válvulas check se dividen en de columpio, elevación y mariposa. Estas válvulas se recomiendan para cuando se necesita una resistencia mínima a la circulación, cuando no hay cambios en el sentido de circulación del flujo, para tuberías verticales que tienen circulación ascendente. Las ventajas de las válvulas check son las bajas presiones dentro del cuerpo de la válvula, puede estar completamente a la vista lo que facilita el mantenimiento o cambio como tal.

Figura 20. Válvula check.



Fuente. Sella tubos S.A.S (<http://sellatubos.com/portfolio/valvula-check/>)

1.8.6. Compresores. Es una maquina construida para proporcionar un aumento de presión a un tipo de fluido como un gas o un vapor. Al igual que las bombas, los compresores también desplazan fluidos, pero con una gran diferencia, son máquinas térmicas que comprimen el fluido para que éste sufra un cambio de densidad y temperatura.

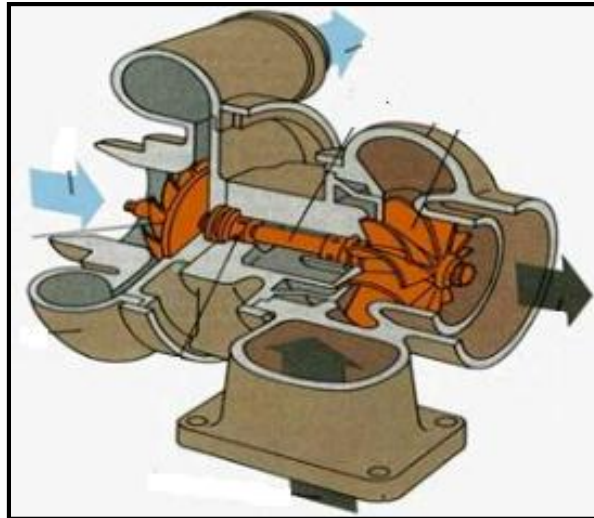
1.8.6.1. Compresor axial. El flujo axial se desplaza de forma paralela al eje, el gas se traslada axialmente dentro del compresor transformando la energía cinética en presión. Los compresores axiales a medida que aumenta la presión disminuye el volumen, por esta razón es que los alabes de succión son más grandes que los de descarga. A continuación, se describen otras características importantes:

- La potencia que se requiere para girar el compresor axial se supe con la turbina de fuerza.
- La presión y la temperatura del aire de descarga de un compresor axial permite que se genere un máximo de energía al quemarse en las cámaras de combustión.
- La eficiencia del compresor depende de la fricción que ejercen los alabes al fluido, por esta razón es necesario realizar mantenimiento periódico.

1.8.6.2. Compresor centrifugo. Tienen una forma similar a una bomba centrifuga, en su interior se encuentran una serie de platos que se montan sobre un eje; el número de platos depende de la relación de compresión que se requiera lograr. Las aletas del impulsor tienen formas curvas en la succión a fin de inducir el flujo mientras que en la descarga la forma puede ser recta o curva⁹.

⁹ Ibid., p. 35

Figura 21. Compresor centrifugo



Fuente. <http://raasanchezvaleriojacqueline.blogspot.com.co/2010/09/compresor-centrifugo.html>

2. REVISIÓN SISTEMÁTICA DE LAS NORMAS Y ESTÁNDARES NACIONALES E INTERNACIONALES PARA LA INSTALACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS Y FACILIDADES TEMPRANAS EN PROYECTOS PETROLEROS.

Teniendo claridad de la importancia de un procedimiento para la distribución de los equipos de separación, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos en instalaciones de producción temprana, se ha realizado una exhaustiva investigación bibliográfica donde se pudo reconocer la inexistencia de un documento práctico y de fácil manejo que brinde los lineamientos necesarios para la seguridad y prevención de accidentes en la industria, donde especifique las distancias y distribución de los equipos utilizados en las facilidades tempranas; dichos accidentes pueden presentarse a causa de la existencia de atmosferas explosivas muy comúnmente presentes en locaciones industriales dedicadas a la producción y/o refinación de hidrocarburos.

En Sur América existen documentos especializados en el tema, como con los que cuentan empresas como PEMEX y PDVSA; a su vez existen normas internacionales y nacionales que rigen la instalación de equipos y accesorios dentro de locaciones industriales con presencia de atmosferas potencialmente explosivas pero de forma independiente. Las normas que se tomaron como base para la realización de este trabajo son las que se describen a continuación:

- API 500
- API 505
- NFPA 70
- NORMAS ATEX 94
- NFPA 497
- NTP 876
- NFPA 30
- IEC 60079
- EL DOCUMENTO NRF-015 DE PEMEX
- NTC 2050
- EL DECRETO REAL 400

En la industria petrolera los procesos de instalación de facilidades tempranas de producción generan una serie de errores que podrían terminar convertidos en accidentes; dentro de los errores más relevantes se encuentra el desconocimiento o la omisión de las distancias mínimas requeridas para la instalación de equipos en zonas clasificadas, en muchos de estos casos, esto se debe a la falta de espacio suficiente para la instalación de equipos o falta de capacitación al personal encargado del procedimiento.

Teniendo en cuenta lo anterior y lo expuesto en el capítulo uno del presente proyecto, se considera indispensable la aplicación de un buen criterio de ingeniería basado en las normas existentes y que se rigen en este campo de acción, ya que al ser implementadas se asegura la integridad del procedimiento a ejecutar, disminuyendo el riesgo de explosión, el riesgo por quemaduras y traumatismos del personal operativo.

A continuación se detallan los lineamientos requeridos para la ubicación de los equipos de facilidades tempranas de producción, basados en las recomendaciones descritas por las siguientes normas:

2.1. NORMA NFPA 70 “NATIONAL ELECTRICAL CODE”

Esta norma se emitió con el fin de brindar lineamientos para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo, la cual fue redactada y emitida por el comité de seguridad eléctrica y aprobada por la National Fire Protection Association, Inc. La edición NFPA 70E fue aprobada como norma nacional de los Estados Unidos el 11 de febrero de 2004.

La NFPA 70 está constituida por cuatro secciones principales, la primera parte trata los requisitos de seguridad de instalaciones; la segunda es sobre las prácticas de trabajo relacionadas con la seguridad; la tercera muestra los requisitos de

mantenimiento relacionados con la seguridad y por último la cuarta parte menciona los requisitos de seguridad para equipos especiales.

De esta norma se han publicado siete ediciones, la última edición fue publicada en el año 2004, los cambios más relevantes que ha sufrido esta norma son: la reestructuración para su compatibilidad con las normas NEC 2002, especialmente el capítulo 4 de esta norma, donde se afirma que no tiene el propósito de su aplicación como norma de diseño, instalación, modificación o construcción de una instalación o sistema eléctrico; limitándolo en comparación con el contenido del NEC, para aplicarlo a una instalación eléctrica o a un sistema eléctrico¹⁰.

2.1.1. Artículo 340. La norma NFPA 70 agrupa las normas para la seguridad eléctrica que se ejecutan en diferentes ambientes de trabajo, allí se enumeran una a una las actividades que deben realizarse, peligros y efectos asociados a su aplicación, normas de referencia, responsabilidades de la persona que ejecute la acción y de quien contrata el personal, entre otras características; proporcionando así una guía al personal de seguridad en la preparación de prácticas específicas de seguridad relacionadas con el trabajo en diferentes industrias. Por tanto, se considera indispensable resaltar por su aplicación en la industria del petróleo, las prácticas de trabajo relacionadas con la seguridad mencionadas en el artículo 340 el cual menciona los criterios del Equipo electrónico de potencia.

Este artículo hace referencia a otras normas presentadas en: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 479 y la Comisión internacional de protección radiológica (IRCP), donde se incluye la normatividad referente a la utilización de

¹⁰ NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Norma para la Seguridad eléctrica en lugares de trabajo. NFPA 70. Edición 2004. 26-143p.

equipos eléctricos en labores de mantenimiento e instalación de los mismos en locaciones industriales con presencia de atmosferas explosivas, los equipos enumerados son:

- Equipo de soldadura de arco eléctrico
- Torres y antenas de: radio de alta potencia, radar, y televisión.
- Dieléctricos industriales y calentadores de inducción RF
- Dispositivos diatérmicos de onda corta y radio frecuencia
- Equipos de proceso que incluye rectificadores inversores, tales como: accionadores de motores, sistemas ininterrumpibles de suministro de energía eléctrica y controladores de iluminación.

2.1.2. Artículo 400 sección 15. Describe los espacios alrededor de los equipos eléctricos, se cita textualmente: *“Se debe proporcionar y mantener, suficiente espacio de acceso y de trabajo alrededor de todo equipo eléctrico, para permitir el funcionamiento y mantenimiento, fácil y seguro, de dicho equipo. Los encerramientos que albergan aparatos eléctricos controlados con cerradura y llave, se deben considerar accesibles a personas calificadas. El espacio de trabajo para equipos que operan a tensión nominal a tierra de 600 V o menos y que puedan requerir: inspección, ajuste, reparación o mantenimiento, mientras están energizados, deben cumplir con las dimensiones indicadas en la tabla que se presenta a continuación”.*

Tabla 5. Espacios de trabajo

Tensión a tierra nominal	Mínima distancia libre		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
<p> Criterios Partes energizadas expuestas en un lado y ninguna parte energizada o puesta a tierra en el otro lado del espacio de trabajo o partes energizadas expuestas a ambos lados, protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se deben considerar como partes energizadas, los cables o barrajes aislados que funcionen a menos de 300 V a tierra. </p>	<p> Partes energizadas expuestas a un lado y partes puestas a tierra en el otro. Las paredes de: concreto, ladrillo o baldosa, se deben considerar como puestas a tierra. </p>	<p> Partes energizadas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no resguardadas como está previsto en la condición 1) con el operador entre ambas. </p>	
0 - 150	900 mm (3ft)	900 mm (3ft)	900 mm (3ft)
151- 600	900 mm (3ft)	1 m (3.5 ft)	1.2 m (4 ft)

Fuente. NFPA 70 Artículo 400 sección 15A

Tabla 6. Distancia mínima desde la cerca a las partes energizadas

Tensión nominal	Distancia Mínima a partes energizadas	
	m	ft
600 - 13799	3.05	10
13800 - 23000	4.57	15
Más de 230000 v	5.49	18

Fuente. NFPA 70 Artículo 400 sección 18B

Tabla 7. Elevación de las partes energizadas no resguardadas por encima del espacio de trabajo

Tensión nominal entre espacios	Mínima distancia libre	
	m	ft
601 - 7500 v	2.8	9
7501 - 35000 v	2.9	9.5
Más de 35000 kv	2.9 m +	9.5 ft +
	9.5 mm/kv	0.37 in/kv
	Más de 35 kv	Más de 35

Fuente. NFPA 70 Artículo 400 sección 21E

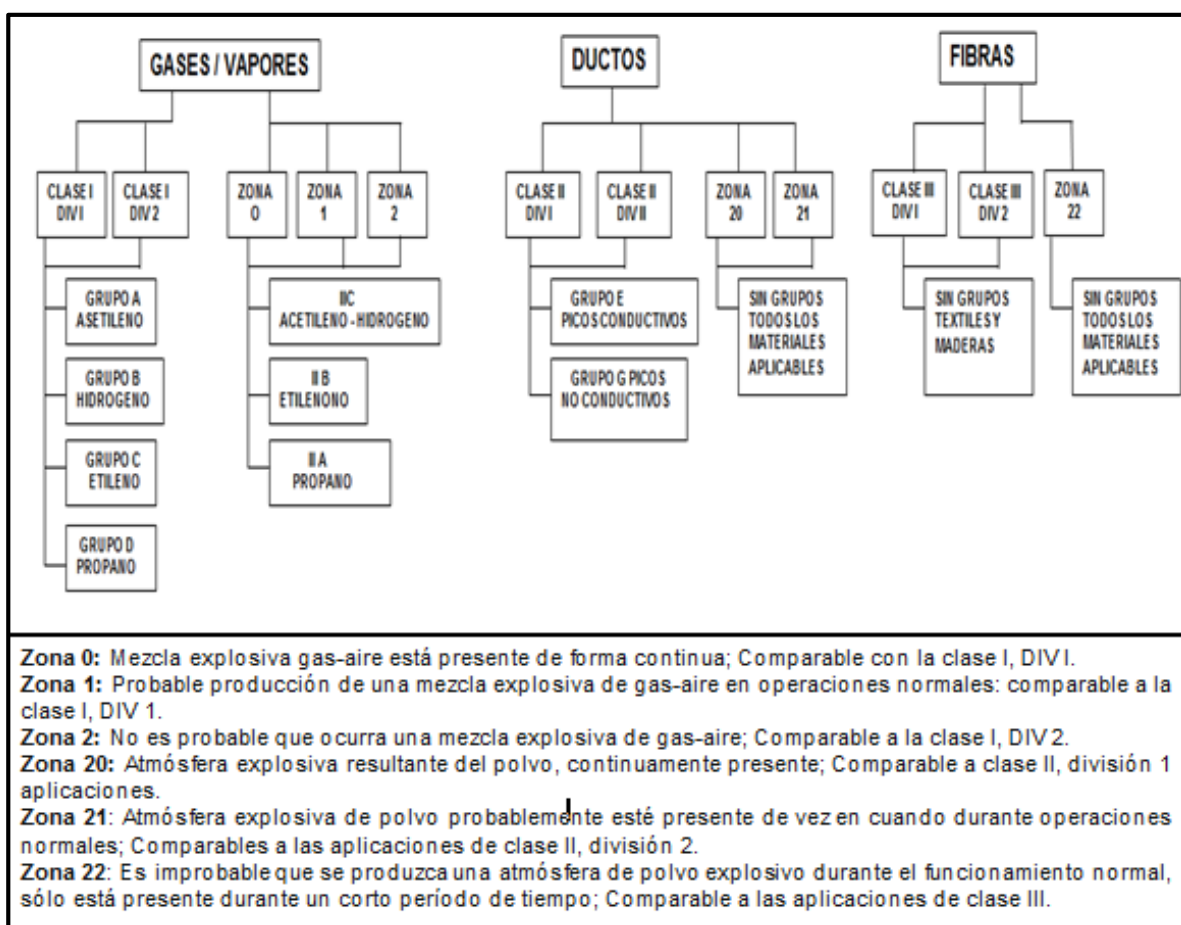
2.1.3. Artículo 420 sección 10E. El artículo 420 hace referencia a los motores y se resalta lo siguiente: *Cuando un equipo deba estar "a la vista desde," "al alcance de la vista desde," o "dentro del campo visual," etc., de otro equipo, el equipo especificado debe ser visible y a una distancia no mayor que 15 m (50 ft) del otro.*

2.1.4. Artículo 440. Lugares (clasificados como) peligrosos, Clase: I, II, III, Divisiones 1 y 2, y Clase I, Zona 0, 1 y 2. Dentro de este artículo se hace referencia a las normas API 500 y API 505, por tanto en esta sección se hará referencia de una manera general las características que allí se describen.

Se entiende por Áreas Clasificadas o peligrosas a aquellos lugares donde pueden presentarse fuego o explosiones debido a presencia de gases o vapores (líquidos inflamables), polvo combustible o fibras que representan una condición de incendio si son expuestas a una fuente de ignición; por esto los equipos eléctricos deben ser seleccionados e instalados de manera tal que no provean y no se conviertan en una fuente de ignición.

La clasificación de las Áreas Peligrosas está basada en la naturaleza de los materiales que están o pueden estar presentes en dicha locación, en la figura que se presenta a continuación se describe de forma general y agrupada las divisiones existentes, las cuales se detallaran posteriormente de acuerdo a las normas que manejan cada área clasificada.

Figura 22. Clasificación y divisiones de las Áreas Peligrosas



Fuente. Tomada y editada de Análisis y clasificación eléctrica de áreas peligrosas <http://media.arpel2011.clk.com.uy/fire/wsarmiento.pdf>

2.2. NORMA API 500

Prácticas recomendadas para clasificación de locaciones Clase I, División 1 y Clase I, División 2 para facilidades petroleras en la selección e instalación de equipos eléctricos. La API 500 es una norma emitida como una práctica recomendada en la industria del petróleo y es emitida bajo la jurisdicción del departamento de producción y exploración, el comité de estándares para equipos de producción, el comité de distribución y comercialización de manufactura y el comité técnico de operaciones de oleoductos del American Petroleum Institute. Este documento es emitido siguiendo las experiencias adquiridas por miles de aportantes afiliados y que hacen uso de esta práctica en labores de refinación, perforación, producción e instalación de tubería.

La primera edición de esta práctica recomendada se publicó el 1 de junio de 1991, bajo la jurisdicción de los departamentos de producción, refinación y transporte del comité API. La primera edición del RP 500A fue publicada en febrero de 1995 como RP 500, bajo el título de prácticas para la clasificación de áreas para instalaciones eléctricas en refinerías petroleras. Esta norma se publica como practica recomendada ya que la API no garantiza la veracidad de los datos en ella publicada y no se hace responsable por los daños que puedan sufrir los equipos o plantas al implementar las practicas aquí recomendadas.

La norma API 500 utiliza definiciones básicas de la edición de 1996 de la NFPA 70, el código nacional eléctrico NEC. Las recomendaciones de la norma API RP-500 se hacen para instalaciones donde se producen, almacenan o manipulan líquidos, gases o vapores; y donde es necesario clasificar las zonas para luego instalar equipos, instrumentos y cableado con el fin de minimizar los riesgos asociados a explosiones por atmosferas explosivas (Practicefor 1998).

La norma API RP 500A mencionan 3 condiciones básicas necesarias para que se produzca un incendio o explosión como resultado de una instalación eléctrica:

- Gas inflamable o vapor presente: En el momento de escoger la ubicación apropiada para la instalación de equipos que produzcan, almacenen líquidos o gases inflamables es determinante ya que depende de factores como el clima.

- El vapor de gas mezclado con aire u oxígeno y en las proporciones o cantidades necesarias para que se produzca una llama o se dé la ignición. La cantidad de la sustancia que puede ser liberada, las características físicas, la presión de operación y la tendencia natural de los gases y vapores para ser dispersados en la atmosfera deben ser consideradas.

- La mezcla puede causar incendio: El potencial recurso de ignición está en las operaciones de instalaciones eléctricas, esto debido a que los niveles de energía y las elevadas temperaturas pueden llegar a causar ignición.

2.2.1. Sustancias manejadas en las facilidades de producción de hidrocarburos. Las sustancias manejadas en las facilidades de producción petrolera incluyen líquidos combustibles e inflamables, líquidos altamente inflamables y volátiles (HVLs), gases y vapores inflamables, lo cual se debe tener presente en la ubicación de las instalaciones eléctricas, en la tabla que se presenta a continuación se observa la volatilidad de los combustibles líquidos inflamables, los cuales se describen en detalle posteriormente.

Tabla 8. Variación de la volatilidad de los combustibles líquidos inflamables

Líquidos Inflamables		Flash Point
Clase I	Propano, Butano y Gasolina	20 - 90°F
Clase II	Kerosene y Diésel	100 - 140°F
Clase III		> 140°F

Fuente: API RP 500

- **Líquidos Clase I:** Usualmente son manejados a temperaturas por encima del valor de flash point, lo que en consecuencia puede producir que los líquidos más pesados emitan grandes volúmenes de vapor produciendo una atmosfera inflamable; por consiguiente, los vapores tienden a dispersarse rápidamente en la atmosfera. Es de tener en cuenta que una atmosfera saturada con este tipo de vapores tóxicos, es más pesada que el aire, por lo tanto se crea una mezcla inflamable.
- **Líquidos Clase II:** con este tipo de líquidos la probabilidad de una mezcla de vapor-aire es menor porque los líquidos son manejados a temperaturas menores al punto de inflamabilidad (flash point) y en consecuencia de esto no produce vapores suficientes para formar una mezcla inflamable. Si estos vapores son calentados a temperaturas superiores del flash point, se generan los suficientes vapores que incrementarían la probabilidad de ignición. Los vapores producidos por este tipo de líquidos no viajan tan rápido como los vapores producidos por los líquidos Clase I, normalmente los líquidos Clase II no producen vapores de cantidad apreciable que puedan ser considerados para fines de clasificación eléctrica.
- **Líquidos Clase III:** Los vapores de esta clase de líquidos pueden ser liberados a temperaturas por encima del flash point; sin embargo, no producen vapores de cantidad apreciable que puedan ser considerados para fines de clasificación eléctrica.
- **Líquidos volátiles altamente inflamables:** Por sus abreviaturas en inglés se conocen como HVLs los cuales incluyen el butano, etano, propano, propileno, gas natural licuado, gas natural, entre otros. La presión de vapor de estos líquidos excede los 40 psia a 100°F. Cuando se liberan a la

atmosfera esta clase de líquidos crean una atmósfera pesada ya que su densidad es superior a la del aire, por consiguiente existen fuertes riesgos de ignición. Los gases pesados pueden viajar largas distancias si el aire no genera dispersión.

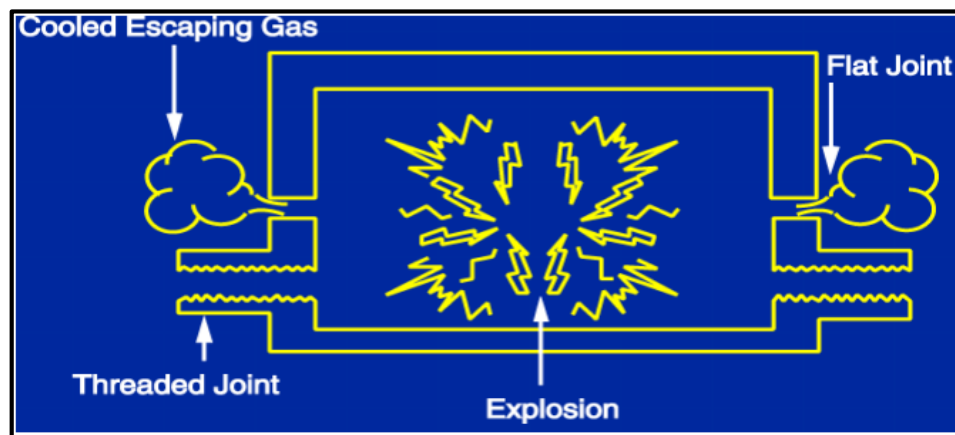
- **Gases inflamables más livianos que el aire:** Las facilidades de petróleo frecuentemente manejan gases naturales más livianos que el aire, como metano o mezclas que incluyen metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos de bajo peso molecular. Los gases más livianos que el aire al ser liberados se dispersan fácilmente debido a su baja gravedad específica y usualmente no afectan áreas extensas como si lo hacen los vapores de los líquidos inflamables más pesados que el aire. Raramente los gases inflamables más livianos que el aire producen volúmenes significativos de mezclas inflamables en locaciones abiertas cercanas a lugares donde están la mayoría de las instalaciones eléctricas, pero sí son de valorar las mezclas que se pueden acumular en espacios cerrados. El Hidrógeno puede tener una consideración importante dado sus propiedades de amplio rango en mezclas explosivas; posee una alta velocidad de propagación de la llama, densidad de vapor baja, bajo nivel de energía de ignición y una temperatura de ignición relativamente baja (968°F).

2.2.2. Agrupación de mezclas atmosféricas. Para la selección y prueba de equipos aptos para la contención de líquidos Clase I, II y III se considera necesario referirse al NEC.

De acuerdo a un estudio realizado por Laboratorios Underwriters Inc., en su reporte técnico N° 58, se realizó un experimento teniendo en cuenta la presión máxima de explosión y la distancia máxima segura entre las dos partes de un recinto cerrado (clearance) en la mezcla de gases de vapor y aire con características explosivas,

teniendo presente la variación de las sustancias de acuerdo a la clase de materiales en la que son contenidos. Los materiales fueron agrupados teniendo presente el MESG por sus siglas en inglés, que es la separación máxima de abertura segura de la rejilla, a condiciones de prueba especificadas, para evitar que una explosión en la cámara de prueba se propague a la cámara secundaria que contiene el mismo gas o vapor, ver imagen a continuación:

Figura 23. Abertura segura de la rejilla



Fuente. Análisis y clasificación eléctrica de áreas peligrosas
<http://media.arpel2011.clk.com.uy/fire/wsarmiento.pdf>

Los materiales combustibles se clasifican como se describe a continuación:

Grupo A: Atmosferas que contienen Acetileno.

Grupo B: Atmosferas con butadieno, óxido etileno, óxido propileno, acroleína o hidrógeno (o gases o vapores equivalentes).

Grupo C: Atmosferas como ciclopropano, éter etílico, etileno, sulfuro de hidrógeno, o gases o vapores equivalentes.

Grupo D: Atmósferas como acetona, alcohol, amoniaco, benceno, benzol, butano, gasolina, hexano, metano, nafta, gas natural, propano o gases o vapores equivalentes.

Teniendo en cuenta la distancia máxima de abertura de la rejilla “MESG” y “MIC Ratio” la cual es la relación de corriente mínima requerida de una chispa de descarga inductiva para encender fácilmente una mezcla inflamable de gas-vapor, dividida por la corriente mínima requerida de una chispa inductiva para encender el metano; se presenta a continuación los valores estandarizados:

Tabla 9. Relación MIC y MESG

Grupo	Ejemplo	MIC	MESG (mm)
A	Acetileno	0.28	0.25
B	Hidrógeno	≤ 0.4	≤ 0.45
C	Eter Etílico	0.40 - 0.80	0.45 - 0.75
D	Gasolina	> 0.80	> 0.75

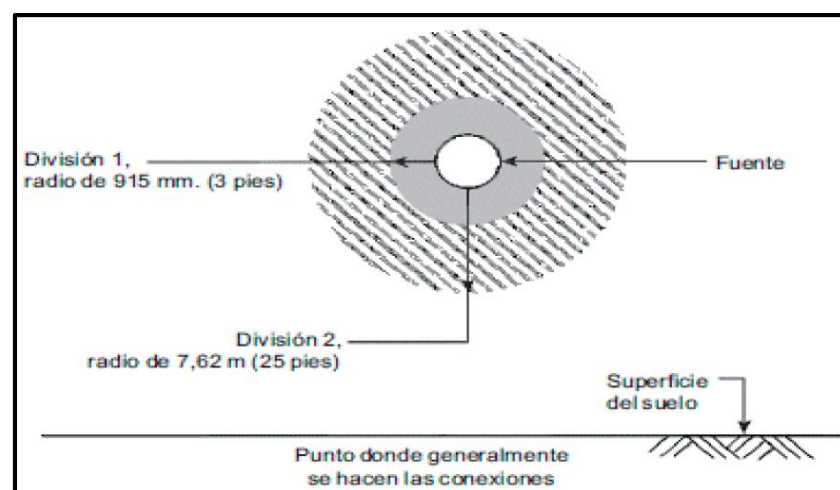
Fuente. <http://media.arpel2011.clk.com.uy/fire/wsarmiento.pdf>

2.2.3. Criterios de clasificación. La decisión de clasificar la ubicación de los equipos de facilidades tempranas en una locación, está basada en la probabilidad de ignición presente en la atmósfera sobre la acumulación de gases o vapores. Los posibles recursos de liberación son: flanches, válvulas de control, desagües, sellos de bombas y compresores, accesorios y sellos de techos flotantes. Cabe resaltar que no es frecuente la liberación que puede presentarse de este tipo de gases por alguno de los accesorios previamente nombrados; por tanto, no es necesario considerar la ubicación de este tipo de accesorios como áreas obligadas a ventilación.

Locaciones Clase I: Áreas en las que están o pueden estar presentes en el aire, gases o vapores inflamables en cantidades suficientes para producir una mezcla inflamable o explosiva. Incluye la siguiente división:

- Clase I, División 1: En donde las concentraciones de gases o vapores existen bajo condiciones de operación normal; ya sea debido a operaciones de mantenimiento, reparación, fugas o derrames, fallas en operaciones de equipos o procesos que pueden liberar concentraciones de gases o vapores inflamables y, pueden causar simultáneamente falla del equipo eléctrico, permitiendo que éste sea la fuente de ignición.
- Clase I, División 2: Áreas en las que existen gases o líquidos volátiles inflamables manejados, procesados o usados, pero éstos se encuentran normalmente confinados en contenedores o sistemas cerrados, de los cuales sólo pueden escapar en caso de ruptura o falla accidental de equipos o sistemas o por operación anormal. La presencia de vapores o gases inflamables se previenen por medio de ventilación mecánica positiva y el riesgo sólo se puede presentar por falla en este sistema (Practicefor 1998).

Figura 24. Visualización ubicación locaciones Clase I, División I y II



Fuente. Tomado y modificado de API Recommended Practice 500

2.3. NORMA API 505

Prácticas recomendadas para clasificación de locaciones Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2 para facilidades petroleras en la selección e instalación de equipos eléctricos. La norma API RP505 al igual que la norma API RP 500 es emitida por los comités técnicos de producción, estándares y equipos, distribución y comercialización de manufactura, refinería y operaciones de oleoductos.

La práctica recomendada 505 se emitió como suplemento de la edición del año 1996 del código nacional eléctrico NEC (National Electric Code) en su artículo 505, dándole un alcance limitado a las instalaciones petroleras clasificados como clase I, zona 0, zona 1 y zona 2. En coordinación con el comité de la ISA SP12, la comisión (IEC) 79-10 encargada de la clasificación del área general. La norma API RP 505 es objeto de referencia de la NEC artículo 505. El propósito de la norma API RP 505 es proporcionar las directrices necesarias para el personal encargado de la clasificación de las zonas clase I, zona 0, zona 1 y zona 2 en todas las clases de localizaciones petroleras y la instalación de equipos eléctricos.

Este documento sirve como apoyo para la clasificación y ubicación temporal y permanente de equipos en instalaciones donde se presentan atmosferas explosivas debido a la presencia de gas o vapores inflamables que se mezclan con aire en condiciones atmosféricas normales.

Fuera de esta norma quedan los sistemas de tubería utilizados para gas, rupturas de pozos, empresas encargadas de fabricar agentes explosivos.

Dentro de esta norma quedan descritos en el numeral nueve los lugares en los que gases, vapores de petróleo y líquidos volátiles inflamables son procesados, almacenados, descargados o manipulados dentro de refinerías de petróleo. En el numeral diez se tratan los lugares que rodean las perforaciones de gas y equipos de producción tanto en tierra como costas afuera. Los capítulos once y doce hacen

referencia a instalaciones móviles offshore y unidades de producción flotantes. Por ultimo en el capítulo catorce hace referencia al despacho o entrega de productos¹¹.

2.3.1. Criterios de clasificación por zonas

El propósito de esta práctica recomendada es proveer directrices para la clasificación de locaciones Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2. La clasificación por zonas proporciona métodos alternativos de protección no reconocidos bajo la clasificación por Divisiones descrita en la norma API 500; por tanto se describen a continuación cada una de estas zonas.

2.3.1.1. Clase I, Zona 0. Es una locación donde la concentración de gases inflamables está presente continuamente o por largos periodos de tiempo, de acuerdo a las circunstancias.

2.3.1.2. Clase I, Zona 1. Es una zona donde la concentración de gases o vapores inflamables existe bajo condiciones de operación normal. Dicha concentración puede existir porque se reparan, realizan operaciones de mantenimiento o debido a fugas; también se tiene en cuenta donde se operan equipos, se realizan procesos de naturaleza tal que su daño o falla puede producir la liberación de concentraciones inflamables de gases o vapores y causar simultáneamente fallas en el equipo eléctrico haciendo que este se convierta en una fuente de ignición.

¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Prácticas recomendadas para clasificación de locaciones Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2 para facilidades petroleras en la selección e instalación de equipos eléctricos. API RP 505. Primera edición. 1997. 26-39p.

2.3.1.3. Clase I, Zona 2. Una concentración considerable de gases o vapores inflamables no es probable que se produzca en operación normal pero si ocurre se da solo en cortos periodos de tiempo. Cuando existen gases o líquidos volátiles inflamables manejados, procesados o usados, pero se encuentran confinados en contenedores cerrados en donde si se presenta un escape es debido a una ruptura accidental o rompimiento de los contenedores debido a una inadecuada manipulación.

En la mayoría de los casos, las locaciones cuentan con sistemas de ventilación mecánica para eliminar los gases o vapores inflamables, si se presentan daños en estos mecanismos se puede presentar la concentración de gases o líquidos inflamables o estar adyacentes de la Clase I, Zona I.

2.3.2. Grupos de gases. Para propósito de pruebas, aprobación y clasificación de áreas donde deben ser ubicados los equipos de facilidades, y están presentes las mezcla de aire (no enriquecido con oxígeno) se realizó una agrupación de gases como se presenta a continuación; esta clasificación debe revisarse con cuidado para evitar confusiones con la división I y II, grupo A, B, C y D descritos en la norma API 500.

Grupo I: Este término es usado por IEC 79-10 para describir atmosferas que contienen humos (una mezcla de gases compuestos principalmente por metano, encontrado en la parte inferior usualmente presente en minas).

Grupo II: Este grupo es usado para describir gases que se encuentran cerca al suelo y se subdivide en: (de lo anterior también se hace referencia en la NFPA 497).

- *Grupo IIA:* Atmosferas contaminadas con cetona, amoniaco, alcohol etílico, gasolina, metano, propano o gas inflamable, líquidos inflamables que producen vapores y combustibles líquidos que producen vapores que

mezclados con aire podrían encender o explotar con un valor de MESG igual a 0.90 mm o un MIC Ratio mayor a 0.80.

- *Grupo IIB:* Atmosferas que contienen acetaldehído, etileno o gas inflamable, líquido inflamable producido por vapor, o combustible líquido producido por mezcla de vapor con aire que puede incendiarse o explotar con un MESG entre 0.50 mm y 0.90 mm o MIC Ratio de 0.45 a 0.80.
- *Grupo IIC:* Atmosferas que contienen acetileno, hidrogeno, o gas inflamable, líquido inflamable producido por vapor, o combustible líquido producido por mezcla de vapor con aire que puede incendiarse o explotar con un MESG igual o menor de 0.50 mm o un MIC Ratio menor que 0.45.

2.3.3. Locaciones peligrosas. Pueden existir fuego o explosiones peligrosas debido a la presencia de gases inflamables (vapores), líquidos inflamables, combustibles en polvo, o fibras inflamables.

2.3.4. Combustibles líquidos. Cualquier líquido que tenga un punto de inflamación cercano a los 100°F (de Lo anterior también se hace referencia en la NFPA 30).

Líquidos Clase II: Líquidos con un flash point entre los 100°F – 140°F.

Líquidos Clase IIIA: Líquidos con un flash point entre los 140°F – 200°F.

Líquidos Clase IIIB: Líquidos con un flash point superior a los 200°F.

2.3.5. Zona de extensión. Las zonas de extensión se dan donde la fuente de lanzamiento o escape está situada fuera del área o en adyacencias, la penetración de una cantidad de gas o vapor inflamable puede prevenirse por medios adecuados tales como:

- Barreras físicas.

- Manteniendo una sobre presión estática en el área adyacente relativa a las áreas peligrosas, prevenir el ingreso de atmosfera peligrosa.
- Purgar el área con un flujo significativo de aire para prevenir el escape desde las aperturas donde los vapores pueden entrar.

La extensión de las zonas se da principalmente cuando las áreas son afectadas con productos químicos y parámetros físicos específicos, algunas propiedades intrínsecas de los materiales inflamables contribuyen a la extensión y algunas veces son específicos de los procesos. Para simplificar el efecto de cada parámetro enumerado a continuación, se supone que los otros parámetros permanecen sin cambios.

2.3.6. Velocidad de liberación de gas o vapor. La velocidad de liberación depende de otros parámetros como:

- Geometría de la superficie de liberación.
- Velocidad de liberación.
- Concentración: La nube aumenta conforme aumenta la concentración de vapor inflamable o gas en la mezcla liberada.
- Volatilidad de un líquido inflamable: Está relacionada principalmente con la presión de vapor y el calor de vaporización. Si la presión del vapor no se conoce, el punto de ebullición y el punto de inflamabilidad pueden ser usadas en una guía. Una atmosfera explosiva no puede existir si el punto de inflamabilidad está por encima de la Temperatura del líquido y la presión de vapor incrementa con la temperatura.

2.3.7. Orificios de ventilación. Ciertas aperturas son diseñadas específicamente para ventilar o para convertirse en potenciales escapes de gases, como medios de ventilación se podrían utilizar caballetes abiertos y ser considerados como un sistema de ventilación. En este caso tal apertura es clasificada como clase I, locación zona 0 (La zona 0 para 1.5 metros desde la menor apertura).

2.3.8. Ventilación. La decisión de clasificar la locación como zona 0, zona 1, zona 2 o no clasificar depende en parte del grado de ventilación que posea la locación.

En el caso que se presenten atmósferas compuestas por gas o vapor liberado dentro de la atmósfera se puede controlar dicha atmósfera diluyendo por dispersión o difusión en el aire hasta que su concentración este por debajo de los límites de explosión; Una adecuada ventilación puede controlar efectivamente atmósferas persistentemente explosivas. Siempre la ventilación puede permitir la reclasificación de áreas adjuntas que contienen el manejo de hidrocarburos. Persianas abiertas, rejillas, tejados o paredes que pueden ser utilizadas para el manejo de áreas con atmósferas potencialmente explosivas. En general una locación con ventilación natural puede ser total o parcialmente cerrada con el fin de controlar la zona.

2.3.8.1. Ventilación adecuada. Una ventilación adecuada puede ser de forma natural o artificial estas deben ser suficientes para prevenir la acumulación de cantidades significantes de mezclas vapor-aire o gas-aire en concentraciones por encima del 25 por ciento del límite inflamable; la fuente de aire usada para la ventilación podría no estar clasificada como zona 0 o zona I esta fuente debería ser una zona sin clasificar.

Existen varios métodos para lograr una ventilación adecuada los cuales se mencionan a continuación:

- Para líquidos inflamables con vapores más pesados que el aire. La ventilación puede ser arreglada para ventilar solo áreas donde los vapores inflamables podrían ser recogidos.
- Para gases más ligeros que los gases del aire, el techo o la abertura de la pared deben estar dispuestos para ventilar todas las áreas donde los gases puedan ser recolectados.
- Las áreas cerradas deben estar provistas de un volumen de aire de al menos 0.028 metros cúbicos. Este flujo de ventilación puede ser logrado por cualquiera de los dos métodos naturales o por medios mecánicos. La recirculación de este aire es permitida si se dan las siguientes condiciones: a) la recirculación de aire es monitoreada continuamente con un sistema de detección gas. Y b) el sistema de detección de gases debe ser diseñado para detener automáticamente la recirculación, debe estar provista de una alarma sonora o visual. La salida de la mezcla vapor-aire- debe estar en concentraciones por encima del 20% del límite inferior de inflamabilidad.

2.3.8.2. Ventilación inadecuada de áreas. Un Área con inadecuada ventilación es definida como el caso de habitaciones, edificios o espacios donde no existe ventilación ni natural ni mecánica. Es posible que en una sola locación se presenten áreas adecuadamente ventiladas mientras que otras porciones están inadecuadamente ventiladas.

2.3.9. Equipos utilizados para la detección de gas combustible. La instalación de equipos para detección de gas combustible puede realizarse como sigue:

- Un área que se encuentre inadecuadamente ventilada que contenga equipos que puedan liberar gases inflamables o vapores debe ser designada como zona 2.
- El interior de un edificio que no contiene una fuente de gas o vapor inflamable puede clasificarse como “inclasificados”, aunque una puerta o una porción similar perforada o todo el exterior del edificio se clasifica como zona 2.

2.3.10. Locaciones al aire libre. Dentro de la industria es común ver locaciones donde no existen paredes o barreras, otras donde existe una ausencia de corrientes de aire y en algunas ocasiones no existen presiones que puedan asumir la dispersión del gas o vapor de forma uniforme en todas las direcciones, y que se rige por la velocidad y densidad del gas o vapor.

Elevar o disminuir el grado de las fuentes donde se liberan gases o vapores, o donde ocurren escapes de gas o vapor bajo regímenes de presión, puede alterar sustancialmente el contorno de los límites de la ubicación clasificada, también movimientos a baja velocidad podrían causar que se extiendan los límites del área en dirección del movimiento del aire. La naturaleza de la liberación puede influir significativamente en la clasificación de la zona. Los límites dimensionales se recomiendan para la zona 0, zona 1 y zona 2 basados en la experiencia.

2.4. NORMA NFPA 30

Las normas o prácticas recomendadas NFPA 30 son desarrolladas a través de procesos de desarrollo de normas consensuadas y aprobadas por American National Standards Institute (ANSI). La NFPA utiliza personal asociado con trayectoria en la industria y el tratamiento de temas como incendios y seguridad industrial. Se habla de los códigos que atañen a líquidos inflamables y combustibles, fue aprobada por el consejo de normas el 18 de julio de 1996. En la edición del año

2015 se realizaron cambios por recomendación del Consejo de investigación de riesgos y seguridad química de los EEUU; cambios como restricciones en la altura de almacenamiento sin protección, instalación de sistemas rociadores, aumento en las distancias obligatorias de separación para contenedores de proceso, entre otras.

Se recomienda utilizar este código, conocido como el código de líquidos inflamables y combustibles, como una guía para generar una legislación nacional o local referente al tema. Los requisitos de esta norma han sido diseñados para reducir las posibilidades de conflagraciones a un nivel aceptable sin interferir en las labores desarrolladas por la industria que requiere de la utilización de líquidos inflamables y combustibles. Por consiguiente, es de aclarar que la utilización de esta práctica no elimina en su totalidad los riesgos de la manipulación, almacenamiento de líquidos inflamable y combustibles (NFPA 1996).

2.5. NORMA NFPA 497

Es una práctica recomendada para la clasificación de sustancias inflamables, líquidos, gases, vapores y de lugares peligrosos clasificados en las instalaciones de industrias de procesos químicos; este documento fue redactado por el comité técnico de equipos eléctricos en atmósferas químicas y bajo el aval de la NFPA en reunión técnica del 15 al 19 de noviembre de 2003 en la ciudad de Reno.

Esta práctica es aplicable a lugares donde vapores, líquidos inflamables o líquidos combustibles son procesados o manipulados y donde su liberación a la atmósfera puede llegar a dar lugar a igniciones por sistemas o equipos eléctricos. Dentro de

esta norma se dan referencias sobre líquidos inflamables, vapores, gases y líquidos combustibles para su clasificación dentro de los grupos de la NFPA 70¹².

2.6. NORMA ATEX 94

Estas normas surgen como respuesta a las atmosferas potencialmente explosivas en la industria, en esta norma abarca los equipos eléctricos y el potencial riesgo que produce su contacto con atmosferas explosivas generadas por la contaminación con vapores o gases disueltos en el medio ambiente.

Las normas ATEX nacen como un decreto real en el marco de la ley 31 de 1995, donde trata la prevención de riesgos laborales, establece las disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores que se exponen a los riesgos que se derivan de las atmosferas explosivas en el lugar de trabajo.

Las normas ATEX no especifica su utilización a una industria en particular, por lo contrario establece parámetros para cualquier tipo de industria donde estén presente la formación de atmosferas explosivas, como en la industria química, vertederos e ingeniería civil, compañías productoras de energía, empresas dedicadas a tratamiento de aguas residuales, compañías de suministro de gas, industria maderera, talleres de pintura, instalaciones agropecuarias, lavanderías y tintorerías, industria farmacéutica entre otras¹³.

¹² NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Prácticas recomendadas para la clasificación de líquidos inflamables, gases o vapores peligrosos para instalaciones eléctricas en áreas de procesos químicos. NFPA 497. Edición 2004.

¹³ FERNANDEZ, Ramón, GARCÍA, C. VEGA, A. Breve guía sobre productos e instalaciones en atmósferas explosivas. ATEX 427. Julio, 2003.

2.7. NORMAS NTP

Las NTP son Notas Técnicas De Prevención, tienen como objetivo otorgar a las personas involucradas en las instalaciones con riesgo de generación o presencia de atmosferas explosivas, las herramientas necesarias para tomar decisiones acerca de las directrices que controlan el riesgo de explosiones por malos manejos de sustancias o vapores volátiles. Basados en estas prácticas se elabora el DPCE o documento de protección contra explosiones. Dentro de la republica de España mediante el artículo 8 del RD 681/2003, se fija la obligatoriedad de realizar y mantener actualizado el DPCE cuando se realizan modificaciones, ampliaciones o transformaciones de importancia dentro de las instalaciones. Las NTP contemplan como fuente de ignición a: superficies calientes, gases calientes, chispas de origen mecánico, material eléctrico, corrientes parásitas o estática, rayos, radiación electromagnética, reacciones químicas entre otras.

Las NTP sirven como guía para la elaboración de los planes de prevención y reacción frente a una atmosfera explosiva¹⁴.

2.8. NTC 2050

También conocido como el código eléctrico colombiano brinda una guía que brinda parámetros de seguridad para instalaciones eléctricas en construcción, la norma colombiana se basa en documentos internacionalmente probados y validados lo que garantiza al usuario la utilización de instrumentos e instalaciones seguras. La norma técnica colombiana habla de cada uno de los elementos utilizados en proyectos

¹⁴ TURMO, Emilio. NTP 427: Paramentos débiles para el venteo de alivio de explosiones (I). Centro nacional de condiciones de trabajo. 1999. p. 1-6.

eléctricos, su utilización e implementación proporciona directrices para la instalación en algunas aplicaciones específicas; sin embargo no habla directamente sobre el manejo que se debe dar a las atmosferas explosivas¹⁵.

¹⁵ DÁVILA, Humberto Carlos y VILLA, Mauricio. Manual del código eléctrico colombiano (NTC 2050). Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero electricista. Pereira.: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de tecnología. Programa de tecnología eléctrica, 2008. p. 31.

3. MEJORES PRÁCTICAS UTILIZADAS EN LA INSTALACIÓN DE FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS

Es de resaltar que en la industria del petróleo, los riesgos de sucesos de accidentes son más frecuentes, por tanto se considera como mejor práctica la prevención, es por esto que cambios tan pequeños como en la actitud del personal como en la utilización adecuada de equipos de protección personal o EPP son considerables para minimizar los riesgos por accidentes o incidentes que pueden ir desde leves hasta de magnitudes catastróficas, y cada una de ellas es posible evitar si se toman prevenciones tan pequeñas como:

- No fumar o llevar artefactos humeantes.
- No pisar o caminar por zonas no permitidas o delineadas.
- Tener precauciones a la hora de manipular los equipos especialmente cuando en estos se pueden producir fugas o derrames.
- No ingresar a lugares sin el equipo adecuado.

3.1. PELIGRO DE FUEGO Y EXPLOSIONES

Quizás uno de los puntos vulnerables de las instalaciones petroleras son los sistemas de depósito como son los tanques de proceso y taques de almacenamiento. La mayoría de los instrumentos de los sistemas de inventario están instalados en los tanques que contienen productos inflamables, por esta razón cada uno de ellos deben ser antideflagrantes, por ejemplo los sistemas de medida de temperatura en uno o varios puntos, deben tener seguridad intrínseca.

Cuando se trabaja en atmosferas altamente peligrosas por presencia de gases o vapores explosivos, los equipos e instrumentos utilizados deben contar con el aval de la norma internacional por la que se rige o en su defecto nacional como la NFP o CENELEC que es para equipos europeos. La seguridad de los equipos o la verificación de que la construcción del antideflagrante cumple con las normativas internacionales se debe certificar por organismos independientes debidamente autorizados. Una recomendación básica en cuanto a tanques de almacenamiento es evitar las partes construidas en aluminio en tanques de almacenamiento además de limitar la energía cinética de las partes en movimiento integradas.

3.2. TORMENTAS ELÉCTRICAS

Los rayos provocan situaciones peligrosas, los equipos con mayor índice de vulnerabilidad son los tanques de almacenamiento y equipos donde se procesan fluidos líquidos o gases capaces de producir vapores inflamables. Los sistemas electrónicos encargados de los inventarios son vulnerables a daños por tormentas mucho más que cualquier otro tipo de instrumento industrial. Otro punto vulnerable a daños por rayos son los sistemas de comunicación que se comunican por medio de redes digitales con los campos de producción.

El resultado de la caída de un rayo es una diferencia de potencial entre el cable y los equipos de medición; la diferencia producida tiende a igualarse hasta encontrar un camino con baja impedancia que permita su viaje desde el tablero de circuitos y el polo a tierra. Cuando la diferencia de potencial se excede, la corriente que pasa por los tableros de circuitos causa daños desastrosos, las técnicas que se recomiendan utilizar para neutralizar los daños son la supresión de las corrientes y la derivación de las mismas.

3.2.1. Técnicas para minimizar los daños a causa de los rayos y las corrientes transitorias

Solo con la utilización de circuitos especiales en todas las entradas y salidas de los cables se puede disminuir el daño producido por la corriente transitoria que pasa por los instrumentos; el uso de un tubo de descarga de gases es un instrumento clave como solución, este tipo de tubos están disponibles en el mercado desde los 60 V hasta los 1000 V; su tiempo de reacción es de microsegundos cuando abre el paso de un gas ionizado conductor. Esta técnica aunque es bastante buena no brinda la garantía necesaria para proteger los circuitos de los instrumentos de medición.

3.2.1.1. Circuito derivador. La derivación es una técnica mucho más fiable y más adecuada para la protección contra tormentas eléctricas, las técnicas modernas usan la derivación junto con un apantallamiento y aislamiento galvánico total. Esta técnica consiste en que los picos de una gran corriente son derivados en lugar de ser disipados. Desafortunadamente este método no es aplicable con señales de corriente continua. En este caso se utilizan protecciones convencionales junto a aislamientos de tipo galvánico.

3.2.1.2. Conexiones a tierra y apantallado. El apantallamiento y la puesta a tierra de los instrumentos es un factor clave en la protección contra descargas eléctricas producidas por rayos. El posible camino de descarga se da a través de la brida de un instrumento para pasar a la correspondiente brida de montaje, para esta técnica se debe contar con una resistencia cercana a cero para anular la diferencia de potencial. Se ha comprobado por experiencias que si la puesta a tierra no está completa o falta por completo se producen chispas que generan la ignición de los vapores del producto circundante.

3.2.1.3. Experiencias recopiladas. Los métodos que se describieron en los numerales anteriores han sido probados en diferentes campos, muchos de ellos con gran presencia de tormentas eléctricas; se pudo observar que en varios de esos casos estos métodos y equipos han impedido que se presenten accidentes a causa de rayos; en 15 años de aplicación de estas técnicas se han instalado cerca de 50.000 instrumentos, casi la totalidad de estos han sido instalados en los techos de los tanques de almacenamiento y procesos.

Se ha demostrado que en cuanto a seguridad en instalaciones donde se manipulan o almacenan combustibles líquidos, gases o cualquier otro líquido inflamable se ha comprobado que medidas como las que se presentan a continuación son válidas para evitar fallas que presenten afectaciones a equipos o la pérdida de vidas humanas:

- Prohibición de fumar en áreas de la planta.
- Prohibir el ingreso de animales o mascotas.
- Prohibir el ingreso de fósforos, encendedores, armas de fuego o cualquier equipo que no sea a prueba de explosión.
- Prohibir el ingreso de cámaras fotográficas y de ser permitido se prohíbe el uso del flash.
- Los vehículos que pueden circular dentro de la planta solo serán los autorizados luego de cumplir los requerimientos exigidos por normatividad.
- Se deben poseer botiquines y planes para controlar accidentes.
- Los trabajos nocturnos serán solo los autorizados que no agreguen riesgos a la operación o planta.

- Se vigilarán los procedimientos de llenado de tanques para evitar los derrames por rebose.
- Las labores a realizar como medición o mantenimiento que se deban hacer en techos flotantes se realizarán en el menor tiempo posible y siempre en grupos de dos, uno sobre el techo y otro en la escalera para en caso de emergencia auxiliar al encargado del trabajo.

3.3. PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA DISPOSICIÓN DE EQUIPOS E INSTALACIONES

- Cuando se realicen arreglos dentro de una instalación, se deberán subdividir las áreas o bloques, siempre dejando vías de acceso alrededor, para de ser necesario facilitar las labores de combates de incendios, facilitar labores de mantenimiento o reparaciones mayores.
- Se recomienda limitar las dimensiones máximas de cada bloque, con el fin de reducir la necesidad de agua contra incendios, se deben asegurar los ingresos a los bloques en por lo menos dos lugares distintos.
- Las vías de acceso deben tener un ancho que permita desarrollar las labores de control de emergencias y labores operacionales y de mantenimiento.
- Los equipos con fuego como hornos, calentadores, calderas, sub estaciones eléctricas y salas de control se recomienda instalarlas en las periferias del bloque cerca de las vías de acceso. Se debe tener en cuenta la dirección predominante de los vientos y la caída de la pendiente para evitar ser afectados por derrames o incendios.

- La superposición de equipos es permitida hasta cierto grado, esto para aprovechar al máximo el espacio sobre todo en locaciones carentes de espacio, se debe evitar la superposición de equipos con altos índices de generación de incendios o propagación de los mismos.
- Se debe evitar la instalación de intercambiadores de calor, bombas y compresores que manejen combustibles a temperaturas de auto ignición o sustancias inflamables debajo de enfriadores de aire, tuberías o cualquier estructura que sirva de chimenea.

4. CLASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS EN FACILIDADES TEMPRANAS DE PRODUCCIÓN.

Un aspecto importante dentro de la instalación de equipos en las facilidades de producción temprana es la clasificación de las zonas donde serán ubicados; en las industrias la formación de atmosferas explosivas es inherente a la labor realizada, darle un buen manejo a este tipo de atmosferas depende del conocimiento de su existencia, características de los elementos que lo componen, entorno donde se produce y manejo adecuado de este tipo de espacios, entre otros.

El desconocimiento sobre este tipo de atmosferas conlleva a que se presenten accidentes, explosiones y conflagraciones. Producto de la experiencia en el manejo de atmosferas explosivas y conforme a estudios realizados a cada una de las explosiones y conflagraciones, a continuación se presenta un listado de las fuentes de ignición en atmosferas explosivas.

Tabla 10. Fuentes de ignición en atmosferas explosivas

FUENTES DE IGNICION EN ATMOSFERAS EXPLOSIVAS	
1	Superficies Calientes
2	Llamas Y Gases Calientes
3	Chispas De Origen Mecánico
4	Material Eléctrico
5	Corrientes Eléctricas Parasitas, Protección Contra La Corrosión Catódica
6	Electricidad Eléctrica
7	Rayo
8	Ondas Electromagnéticas De Radiofrecuencias Entre 20 Y 300 Hz Y Microondas Entre 300 Mhz Y 300 Ghz
9	Radiación Electromagnética En Rango Del Espectro Óptico
10	Radiación Ionizante
11	Ultrasonidos
12	Compresión Adiabática, Ondas De Choque Y Gases Circulantes.
13	Reacciones Químicas

Fuente. Norma UNE-EN 1127-1

4.1. CONCEPTOS BÁSICOS

- Una atmosfera explosiva es la combinación o mezcla de un fluido, un gas, nieblas o polvos con aire; esta mezcla en condiciones atmosféricas tras un proceso de ignición, comienza su propagación por toda la mezcla no quemada.
- Una atmosfera potencialmente explosiva es aquella que debido a circunstancias locales y de funcionamiento puede convertirse en una atmosfera explosiva.
- Para que se produzca una explosión deben coincidir una atmosfera explosiva junto con una fuente de ignición, es decir que se presenten los componentes del triángulo de fuego (combustible, oxígeno y una fuente de calor o ignición). Controlar o eliminar uno de estos componentes es controlar la posibilidad de existencia de explosiones.
- El efecto de propagación hace parte de las principales preocupaciones en la industria, una buena distribución de equipos minimiza sus efectos.
- El tiempo entre una explosión y el inicio de la conflagración es casi que instantáneo, aproximadamente 100 - 200 milisegundos.
- Dependiendo de la configuración de la locación donde se dé la explosión, depende la disipación de los gases de combustión y del calor, si se da en un lugar cerrado se presenta un aumento en la presión absoluta del recinto.

4.2. LÍMITES DE EXPLOSIVIDAD

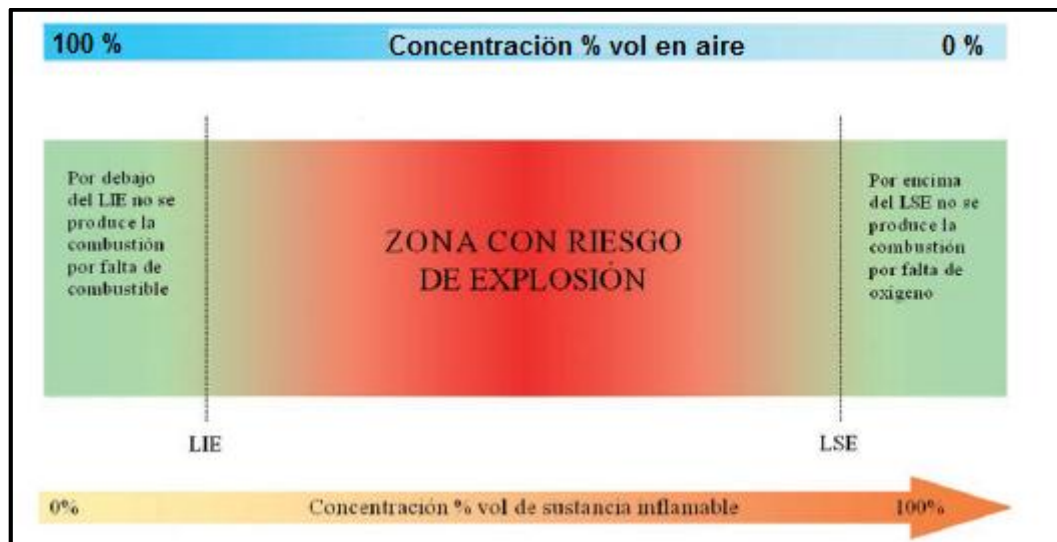
Para que se forme una atmosfera explosiva, los porcentajes de concentración de cada uno de los elementos debe estar dado de forma proporcionada en un rango determinado, estos rangos poseen un límite superior e inferior de explosividad.

- Límite inferior de explosividad (LIE): Es la concentración mínima de gases, vapores o nieblas inflamables en donde la atmosfera no es explosiva.
- Límite superior de explosividad (LSE): Es la concentración máxima de gases, vapores o nieblas inflamables en donde por arriba de este rango la atmosfera no es explosiva.

Cada uno de estos valores comúnmente se da en porcentajes de volumen de gas o vapor presentes en la mezcla. El conocimiento de cada uno de estos factores es de suma importancia para el personal encargado del manejo de la operación.

Un manejo adecuado de atmosferas explosivas puede ser mantener los volúmenes de gas o vapor por encima del LSE o por debajo de LIE. Es comúnmente utilizado mantener la concentración por debajo del límite inferior, para esto se utilizan medios de ventilación o extracción; para los equipos (tanques, reactores, tuberías, etc.) se utiliza el límite superior esto debido a que los gases inflamables ocupan gran parte o la totalidad del volumen del equipo.

Figura 25. Rango de explosividad de una sustancia inflamable.



Fuente. ESPAÑA. MINISTERIO DE TRABAJO E INMIGRACIÓN. INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO. Real decreto 681/2003 (12, junio, de 2003). Guía técnica para la evaluación y prevención de los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

4.2.1. Temperatura de inflamación. Es la temperatura mínima requerida para que a condiciones normales de presión, se produzca el desprendimiento de vapores que inicia la inflamación mediante el aporte de un agente externo que sirva como aportante de calor. En resumen es la temperatura mínima para que se alcance la LIE.

4.2.2. Temperatura de auto-ignición. Es la temperatura mínima a la cual el fluido inicia la combustión de forma espontánea, esta característica limita la temperatura máxima superficial de los equipos eléctricos para entrar en contacto con ella.

4.2.3. Temperatura máxima superficial. Es la temperatura máxima que puede alcanzar durante el servicio y en condiciones desfavorables, cualquier pieza o superficie de los materiales eléctricos que pueda producir la ignición en las atmosferas circundantes.

4.3. CLASIFICACIÓN DE ATMOSFERAS EXPLOSIVAS

Los primeros trabajos para normalizar el manejo de las atmosferas explosivas datan del año 1976 para la industria en general y en el año 1982 para la industria minera. En ambos casos se menciona la instalación de equipos e instrumentos eléctricos, teniendo en cuenta que son la primera fuente de riesgo que se deriva por la existencia de atmosferas cargadas de gases o vapores inflamables; las demás causas se debían tratar a nivel nacional, sin embargo se reflejan vacíos legales y por consiguiente también diferencias entre los reglamentos y estándares de calidad de los equipos utilizados.

Las primeras directrices publicadas y aceptadas a nivel internacional fueron la ATEX 100 y ATEX 137 (**AT**mosferas **EX**plosivas), donde se reglamentaba los estándares de aparatos y sistemas de protección utilizados en atmosferas potencialmente explosivas¹⁶.

Una atmosfera explosiva es la suma de un gas, vapor, niebla o polvos con el aire a condiciones atmosféricas, en donde después de la ignición la combustión se propaga hacia la mezcla no quemada. Este concepto no abarca el riesgo de explosión que proviene de la manipulación de sustancias inestables, como explosivos y sustancias pirotécnicas.

La NFPA 70 sirve como una norma de instalación, ya que proporciona los requerimientos para las instalaciones eléctricas en áreas clasificadas como

¹⁶ ESCUER, Francesc y GARCIA, Javier. Manual práctico. Clasificación de zonas en atmósferas explosivas. Centro de Seguridad y Condiciones de Salud en el Trabajo de Lérida. Departamento de Trabajo e Industria. Febrero, 2005. p. 43-117.

peligrosas. Internacionalmente existen normas que brindan directrices para la clasificación adecuada de áreas como la NFPA 497, API RP 500, API RP 505 y el IEC 60079, entre otra.

4.3.1. Clasificación según normas de las áreas consideradas como peligrosas. La clasificación de las áreas con riesgo de generar atmosferas explosivas se clasifica en zonas, clasificar una zona es establecer un mapa de niveles de riesgo teniendo en cuenta la presencia de sustancias combustibles e inflamables inherentes al sistema productivo. La clasificación acertada de una zona o área es de vital importancia ya que está en juego vidas humanas y recursos financieros.

Al iniciar el proceso de clasificación se deben conocer una serie de características como:

- Tipo de sustancia que origina la atmosfera explosiva: si es un gas, vapor o niebla o si es formada por materia pulverulenta. Se debe conocer su densidad esto con el fin de determinar si son más pesados o livianos que el aire.
- Existencia de atmosfera explosiva: Se debe determinar si la atmosfera está presente permanentemente o si por el contrario se da de forma ocasional, debido a circunstancias establecidas, o si por el contrario se da esporádicamente de forma no previsible.
- La presencia de la atmosfera explosiva. Se clasificará según la duración de dicha atmosfera. La premisa en estos casos es que cualquier atmosfera que se presente debe ser detectada y evitada en el menor tiempo posible y así mismo debe tratar de ser eliminada.

4.3.2. Personal encargado de elaboración del mapa de riesgos. Con el fin de realizar una buena clasificación de las zonas potencialmente explosivas, se debe formar un grupo de profesionales interdisciplinario conformado por:

- Ingeniero eléctrico o electromecánico: Es el encargado de recopilar la información recolectada y elaborar el informe final.
- Ingeniero químico: Encargado de determinar la naturaleza de la atmosfera, identificar los elementos que la componen, las temperaturas LIE y LSE, temperaturas de auto ignición y otras características relevantes de los compuestos.
- Personal HSE: Encargado de recopilar las medidas de control establecidas por el grupo e implementarlas para evitar que se produzcan accidentes y/o afectaciones a la planta.
- Ingeniero de procesos: Se denomina ingeniero de procesos al profesional encargado de la ejecución del proceso y mantenimiento de la planta. Dentro del grupo, es el encargado de determinar los lugares donde se producen o podrían producir fugas para generar atmosferas explosivas. Además de identificar tipos de materiales, características de los materiales, tolerancias y ajustes de los equipos, entre otros factores.
- Consultor con experiencia: Es el encargado de brindar apoyo sobre el proceso y equipos de la planta con el fin de conocer datos como tipo de mantenimiento y frecuencia de ejecución.

4.4. METODOLOGÍA PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Cuando se clasifican áreas con presencia de atmosferas explosivas se deben tener en cuenta una serie de interrogantes que facilitará el trabajo y garantizará la

ejecución de una buena clasificación. Los siguientes numerales son producto de varios años de experiencia tanto en la clasificación de zonas como en el trabajo en la industria por lo tanto se recomienda tenerlas en cuenta para esta labor.

- No todas las áreas son objeto de clasificación, solo se clasifican áreas si se procesan, manipulan o almacenan materiales combustibles o inflamables.

Antes de iniciar la clasificación es necesario recopilar información vital que garantice la ejecución de la labor, la información necesaria es:

- Se debe contar con planos actualizados de la infraestructura e identificar si a futuro existen planes de remodelaciones que modifiquen sustancialmente la planta o el bloque.
- Cuantificar la ocurrencia de fugas en la zona, es decir determinar con que periodicidad se presentan las fugas y bajo qué condiciones operativas.
- Los equipos eléctricos instalados cumplen con la normatividad acerca de protección.
- Durante el mantenimiento se realizan labores de lavado o apertura de equipos, el mantenimiento provoca la formación de mezclas inflamables por la utilización de productos químicos.
- Durante la clasificación de las zonas se debe contar con el diagrama de flujo del proceso, tener identificadas las presiones de trabajo, las temperaturas de los fluidos, composición de las sustancias y las cantidades de las mismas.
- Plano general de la ubicación de todos los equipos, donde se resalten todas las vistas laterales, de techo, frente y cualquier otra que sirva para identificar falencias o fortalezas de la ubicación.

- Es necesario conocer la dirección prevalente de las corrientes de aire, con este dato se puede trabajar la ventilación de la zona o evitar la propagación de la conflagración.
- Identificar las propiedades de riesgo de incendio de los materiales combustibles presentes.
- Identificar si las fugas ocurren durante la operación normal o cuando se trabaja en condiciones anormales.

Se debe identificar y seleccionar el diagrama adecuado de clasificación, este inciso hace referencia a las características de la locación objeto de la clasificación, para lograr este objetivo se debe conocer:

- Si el área hace parte del interior del bloque, se debe identificar si existen muros y su altura.
- Se debe conocer la densidad de los gases o vapores procesados para identificar si son más pesados o más livianos que el aire, los gases más pesados descienden del nivel donde se da el escape y los más livianos ascienden hasta donde le sea posible. Algunas mezclas producen gases o vapores que cambian su densidad dependiendo de la temperatura ambiente.
- Reconocer si el área es inadecuada para la labor o si es inadecuadamente ventilada.
- El tipo de proceso productivo realizado. Si es un proceso de cargue y descargue, si es o está cerca de una casa de bombas.

- Se deben determinar las extensiones del área clasificada, en la industria se presentan casos donde un área clasificada toca otra área complicando su clasificación.

4.5. NORMAS EUROPEAS, AMERICANAS Y COLOMBIANAS PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS POTENCIALMENTE EXPLOSIVAS

Las normas referentes a manejo de atmosferas explosivas europeas, americanas y colombianas tienen gran similitud entre ellas, algunas de las diferencias radican en la clasificación de las zonas o divisiones, además de la amplitud con la que se manejan; en algunos casos se manejan una mayor cantidad de elementos a condiciones determinadas que generan atmosferas potencialmente explosivas. En este numeral se mostraran algunas de las clasificaciones utilizadas en las tres normas vigentes.

4.5.1. NTC 2050. La Norma Técnica Colombiana 2050, sección 500 a 505 menciona los requisitos del alambrado, equipos eléctricos y electrónicos a cualquier tipo de tensión instalados en lugares clase I, divisiones 1 y 2, clase II, divisiones 1 y 2 y clase III, divisiones 1 y 2; en donde pueden haber peligros de explosiones debido a la presencia de gases o vapores inflamables, líquidos inflamables, polvos combustibles o fibras y partículas.

4.5.1.1. Primera Clasificación - Fluidos Clase I. Incluye líquidos, vapores y gases. Se sub-divide en cuatro partes:

- A: Acetileno
- B: Hidrogeno, butadieno, óxido de etileno, oxido de propileno y creolina.
- C: Éter etílico, etileno, ciclo propano, isopropeno.

- D: Gasolina, petróleo, diésel, nafta, ciclopropano, propano, metanol, metano, alcohol, solventes de laca, gas natural, acetona, amoniaco, benceno, butano.

4.5.1.2. Primera Clasificación - Fluidos clase II. A ellos pertenecen los polvos y se sub-divide en:

- E: polvos metálicos, aluminio, magnesio, circonio, torio.
- F: polvos de carbón > 8%, carbón vegetal, mineral, coque en polvo, negro de humo, asfalto.
- G: harina, cereales, almidón, aserrín de madera, plástico.

4.5.1.3. Primera Clasificación - Fluido Clase III. Compuesto por fibras y partículas. No posee subdivisiones.

4.5.1.4. Segunda Clasificación - División I. Condiciones normales, mantenimiento frecuente.

4.5.1.5. Segunda Clasificación - División II. Operación anormal, ruptura o daño, ventilación normal o forzada, adyacente a división I.

4.5.2. NORMA IEC. La norma europea hace su clasificación utilizando o referenciando sus divisiones en seis zonas establecidas, las tres primeras para líquidos y gases que se enumeran a continuación:

- Zona 0: El tipo de riesgo es continuo.
- Zona 1: El tipo de riesgo es frecuente.
- Zona 2: El tipo de riesgo es accidental.

Los tres numerales restantes son para partículas o polvos, como sigue:

- Zona 20: El tipo de riesgo es continuo.
- Zona 21: El tipo de riesgo es frecuente.
- Zona 22: El tipo de riesgo es accidental.

4.5.3. NORMA AMERICANA API. Como se especificó en el capítulo dos del presente proyecto, se amplió la información contenida sobre las normas API 500 y 505; por tanto, aquí se muestra la relación contenida como divisiones:

- **División I:** Es el área más cercana a la formación o escape del gas.
- **División II:** Área que se encuentra en inmediaciones de la formación o escape del gas.
- **División III:** Área que se encuentra en adyacencias de la formación o escape del gas.

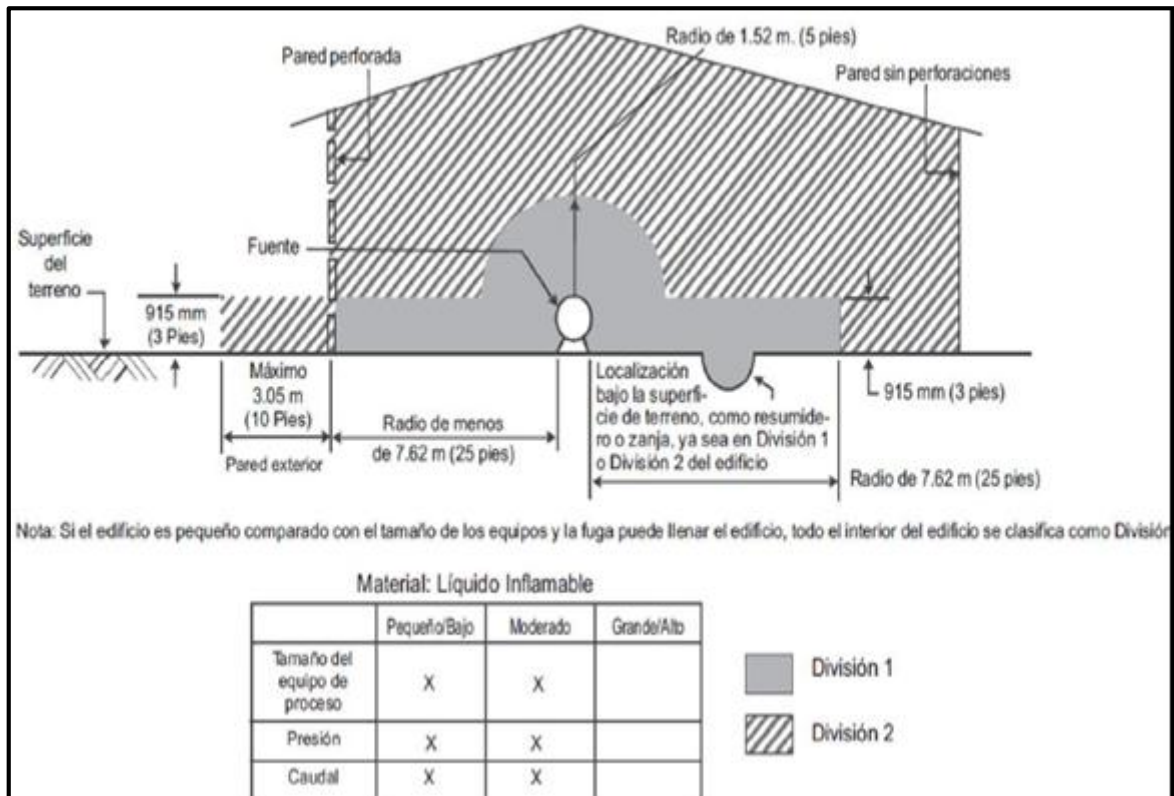
Entre las normas americanas y europeas no se pueden realizar equivalencias cada una tiene sus características particulares y sus aplicaciones específicas lo que no permite utilizarlas simultáneamente.

4.6. EJEMPLOS PRÁCTICOS PARA CLASIFICACIÓN DE ZONAS POTENCIALMENTE PELIGROSAS.

A continuación, se plantean ejemplos de locaciones donde se realiza la clasificación de las zonas en diferentes actividades o clases de equipos.

4.6.1. Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada. Este ejemplo muestra una bomba donde se maneja un líquido inflamable alrededor de la bomba; se clasifica como división 1, hasta 7.62 m de distancia de la bomba y a 1.52 m de altura de la bomba, también se clasifica como división 1 la apertura bajo la superficie, por su cercanía con el posible punto de fuga.

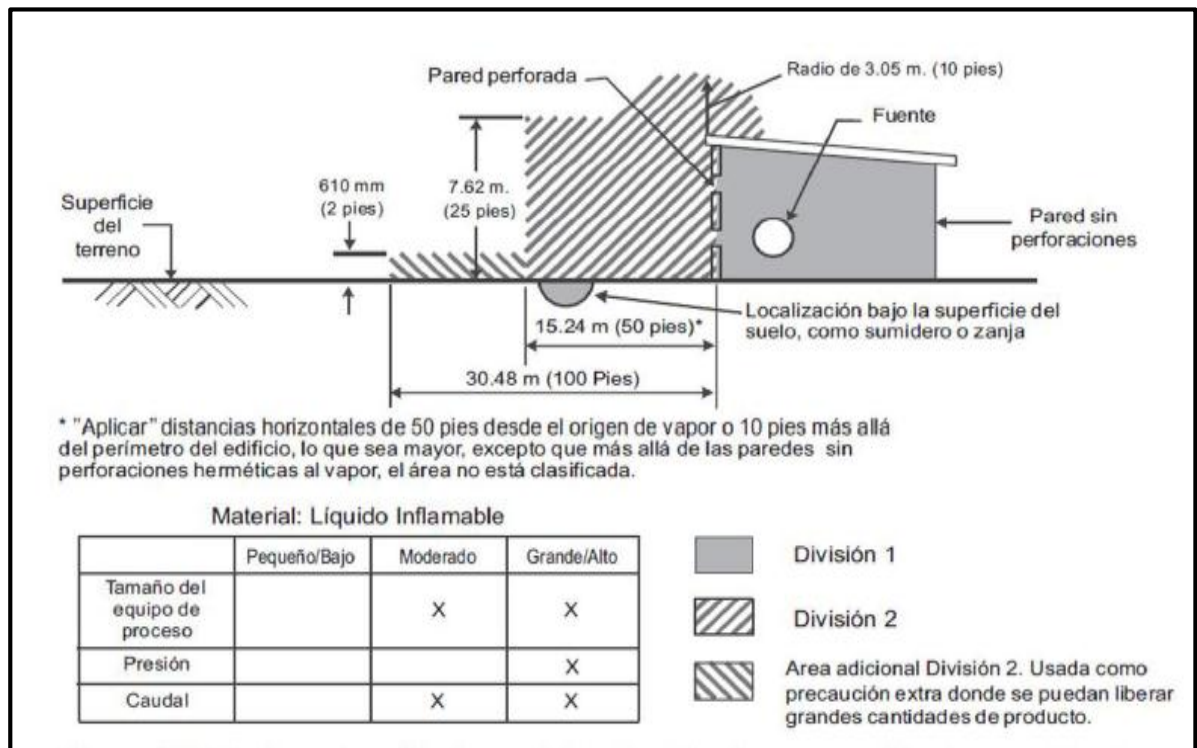
Figura 26. Ejemplo Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada (líquidos inflamables) con sumidero al interior de la locación



Fuente. API RP 505

El siguiente ejemplo muestra un sumidero en las partes externas de la locación, igualmente ambos se clasifican como división 1 en su totalidad. A diferencia del ejemplo anterior se clasifica una sección extra como precaución, ya que en esta zona se puede liberar grandes cantidades de producto.

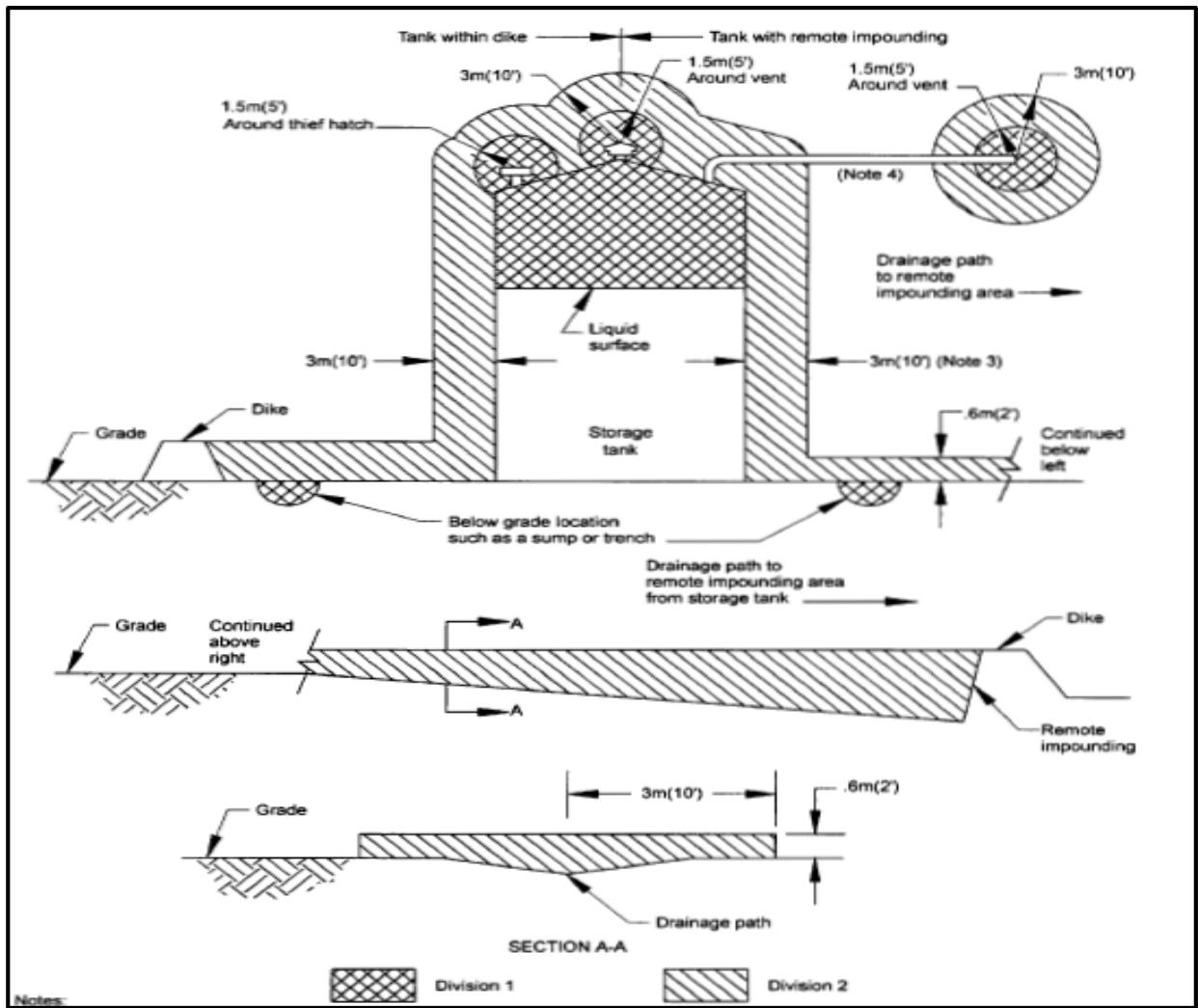
Figura 27. Ejemplo Fuente de fuga o derrame en el interior a nivel de piso y adyacente a una abertura en la pared al exterior sin ventilación adecuada (líquidos inflamables) con sumidero al exterior de la locación



Fuente. API RP 505

4.6.2. Tanque cerrado de techo fijo, lleno de líquido inflamable con ventilación inadecuada. Las distancias indicadas son dadas para instalaciones típicas de petróleo, estas distancias están sujetas a criterio del ingeniero. La parte superior del tanque se clasifica como división 1, incluso las válvulas de alivio y venteo.

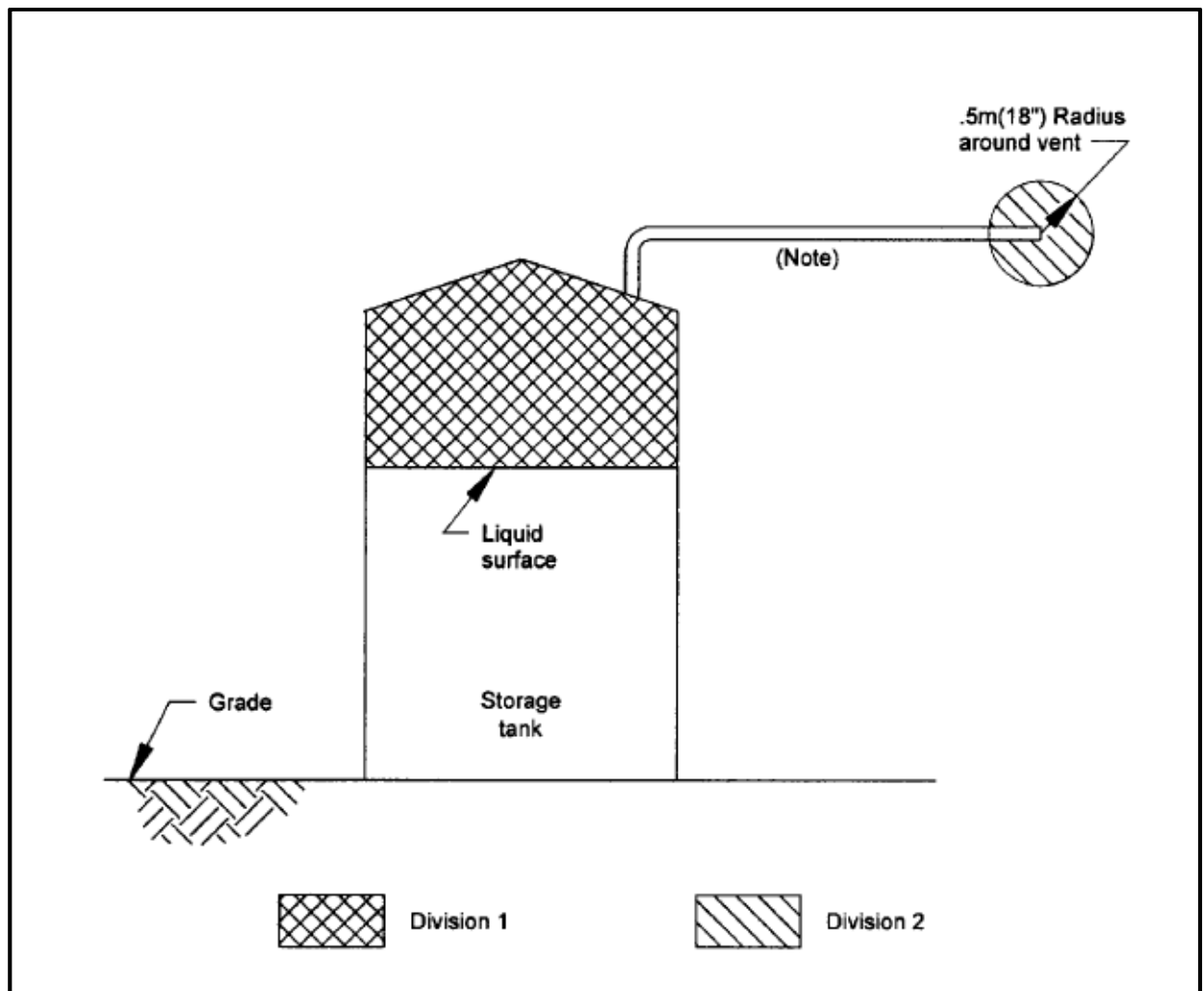
Figura 28. Clasificación de un tanque con dique



Fuente. API RP 500

4.6.3. Tanque cerrado de almacenamiento lleno de líquido inflamable con ventilación inadecuada. Al igual que el ejemplo anterior y como en todos los tanques de este tipo, se clasifican las zonas superiores como división 1, alrededor del orificio de ventilación se clasifica como división 2.

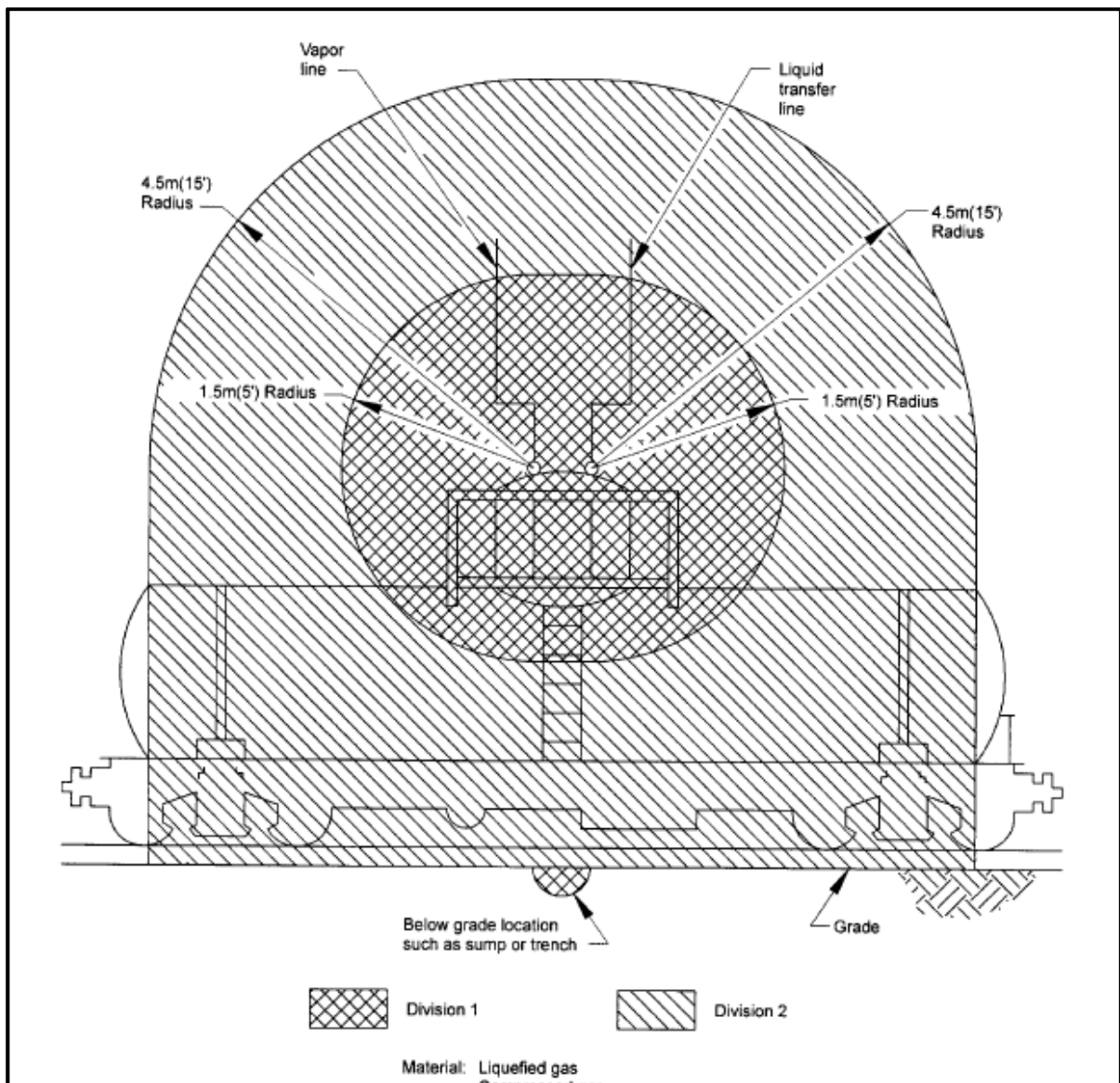
Figura 29. Tanque de almacenamiento cerrado



Fuente. API RP 500

4.6.4. Estación de llenado o descargue de carros cisternas. En este caso las inmediaciones de las aperturas del carro cisterna se clasifica como división 1 y su alrededor como división 2. Este es un caso muy común en estaciones de producción de hidrocarburos en etapas tempranas.

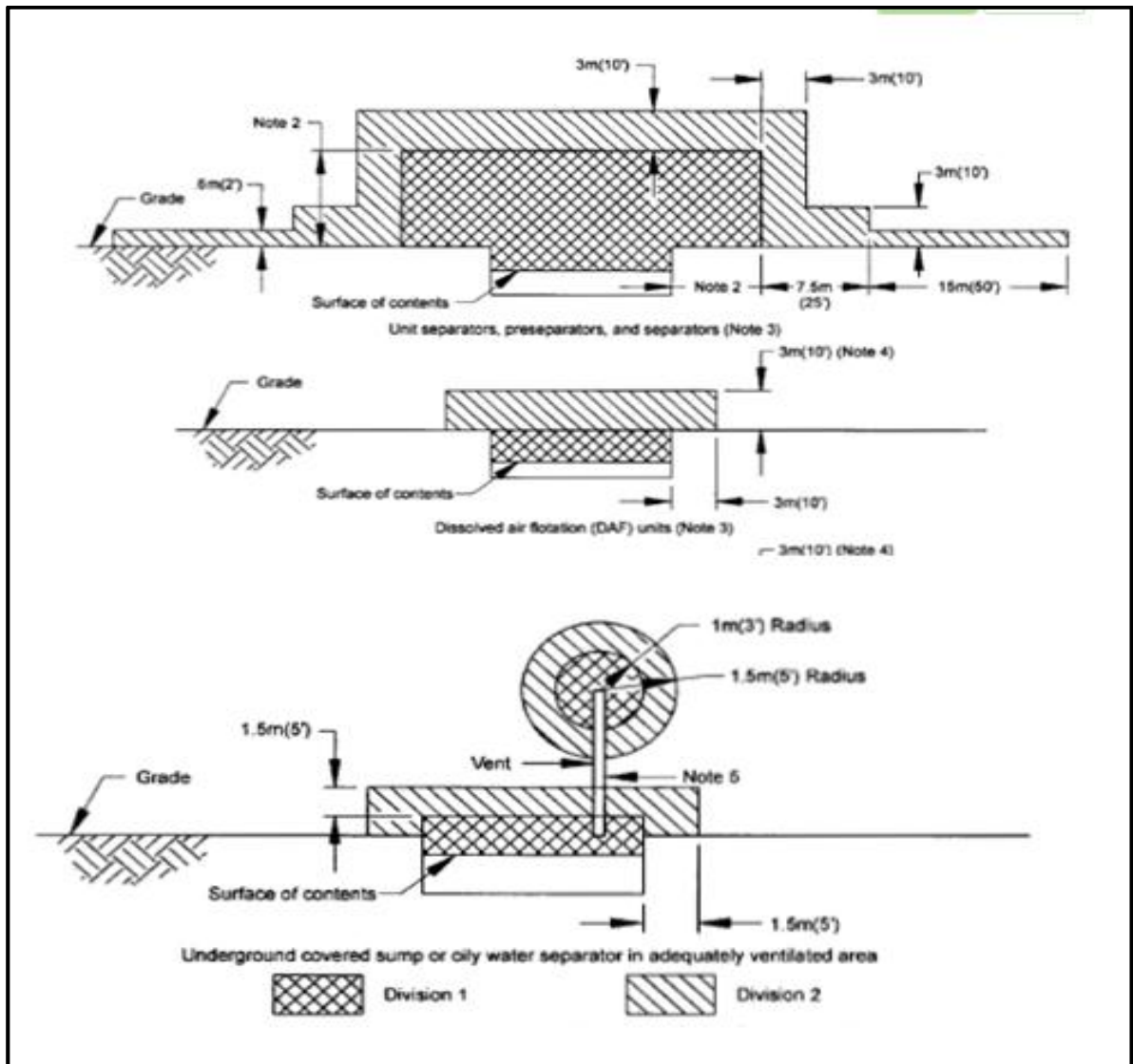
Figura 30. Estación de llenado de carros tanques



Fuente. API RP 500

4.6.5. Clasificación de zonas de un separador Daf y Biox. En el caso de separadores, las distancias de las zonas clasificadas varían entre 3 y 7.5 metros, esto depende del volumen de fluido manejado por el separador y de su grado de volatilidad.

Figura 31. Ejemplo ilustrativo numeral 4.7.5

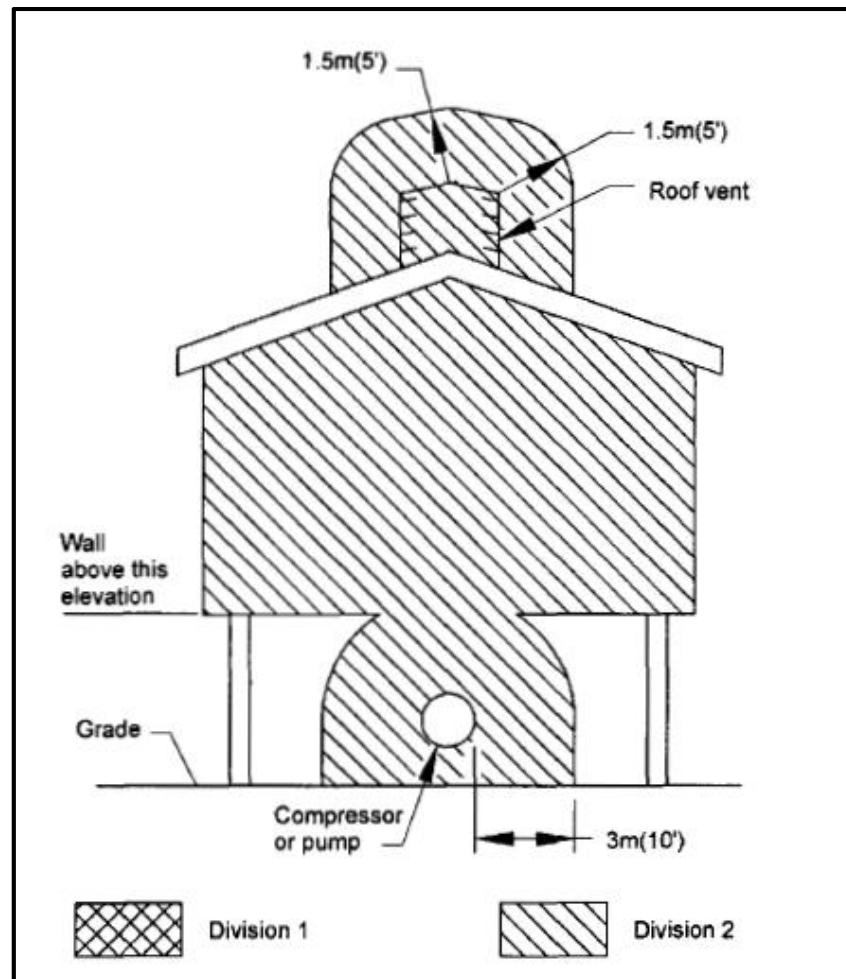


Fuente. API RP 505

Dentro de las normas API RP 500 y API RP 505, existen muchos más ejemplos de clasificación de áreas en diferentes escenarios los cuales se pueden consultar para su aplicación.

4.6.6. Clasificación de zonas adecuadamente ventiladas de un compresor con líquidos inflamables.

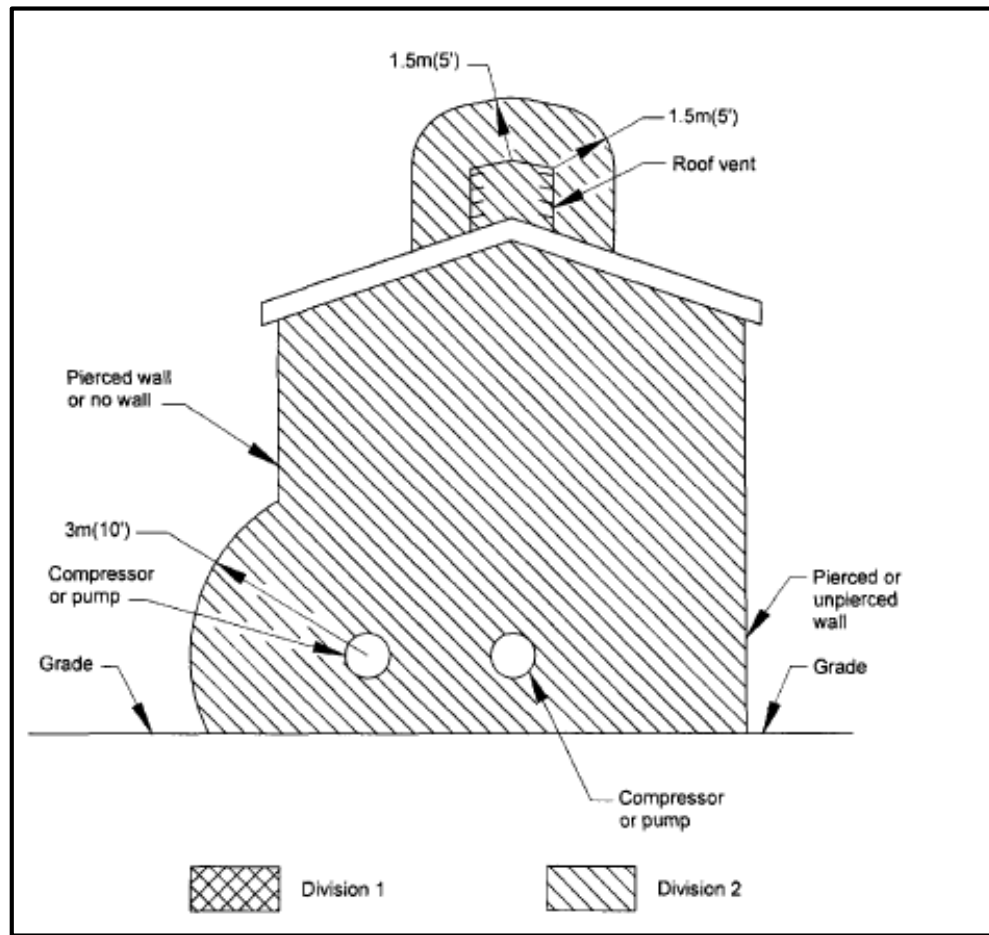
Figura 32. Clasificación de zonas cercanas a un compresor



Fuente. API RP 505

La clasificación de compresores y bombas que manejen líquidos inflamables es igual, en este ejemplo la zona es adecuadamente ventilada lo que hace que la zona alrededor del compresor o bomba sea división 2. Las distancias aquí presentadas sirven como referencia para la instalación de las facilidades.

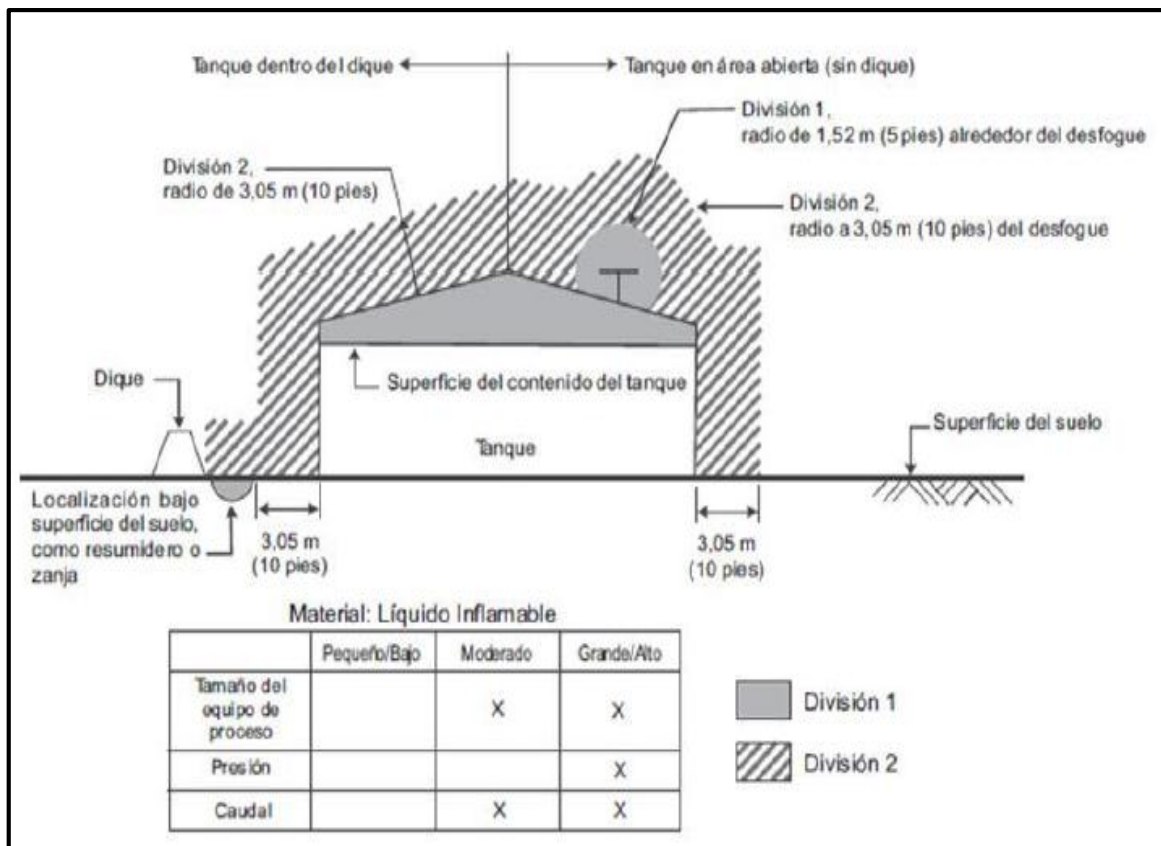
Figura 33. Clasificación de áreas aledañas a un compresor o bomba adecuadamente ventilada



Fuente. API RP 505

4.6.7. Clasificación de zonas de un compresor de líquidos inflamables. La clasificación de un tanque de almacenamiento de líquidos inflamables ubicado en el exterior. Se muestra en la figura 28, la parte superior del tanque cerca del techo del tanque es clasificado como división 1, la válvula de venteo también se clasifica como zona 1. Alrededor del tanque se produce una división 2 con las distancias que se ven en la figura 28.

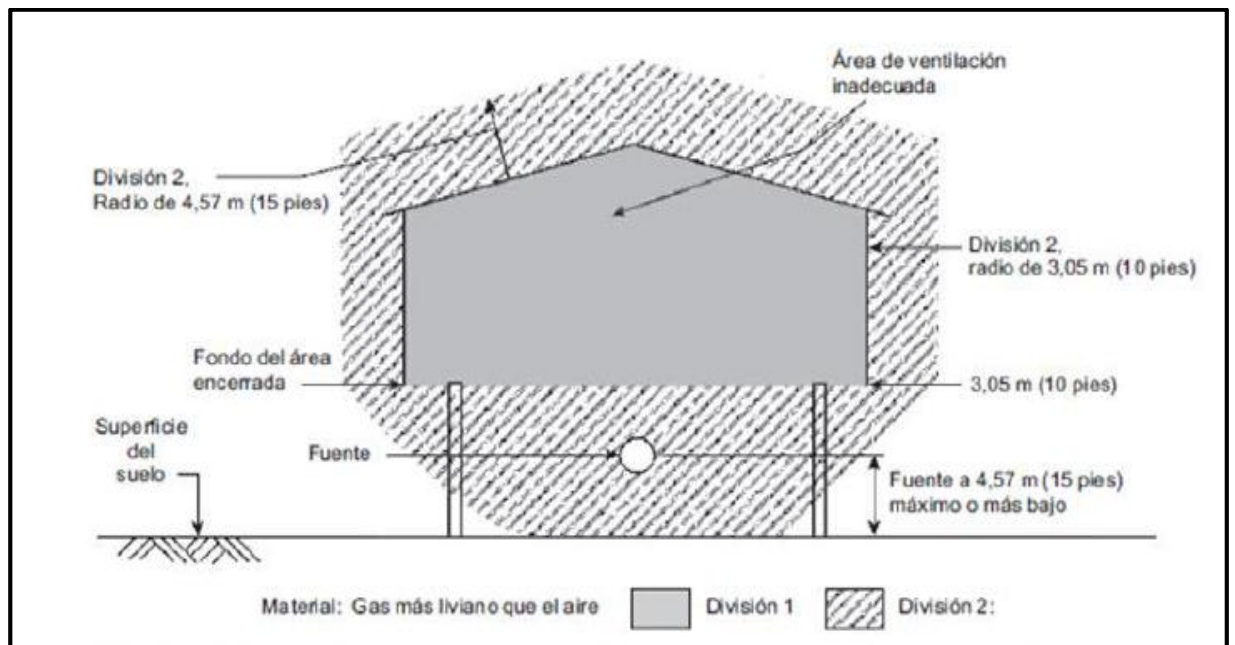
Figura 34. Tanques de almacenamiento en el exterior



Fuente: API RP 505

4.6.8. Clasificación de áreas aledañas a un compresor insuficientemente ventilado. En este caso la zona aledaña al compresor se clasifica como división 2 y sus alrededores como división 1, ya que al estar dentro de un recinto sin ventilación o con ventilación insuficiente los vapores ocupan el total de la superficie, convirtiéndola en una atmosfera explosiva.

Figura 35. Clasificación de un compresor insuficientemente ventilado



Fuente. API RP 500

4.7. ARREGLOS Y DISTANCIAS ENTRE DIFERENTES EQUIPOS INSTALADOS EN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

En este numeral se describen las distancias requeridas para la instalación de equipos dentro de facilidades de producción, muchas de ellas son aplicables para facilidades tempranas y/o permanentes. Los criterios aquí expuestos no son de uso obligatorio ya que solo sirven de guía para la instalación de equipos, dentro de la industria cada aplicación es un caso particular con sus propias características que lo hace casi que único. Este numeral solo hace referencia a la instalación de equipos en tierra firme.

La estatal venezolana petróleos de Venezuela PDVSA, cuenta con un diagrama diseñado para facilitar la instalación de equipos en instalaciones petroleras y donde se estipulan algunas distancias recomendadas para equipos de producción. Ver figura 34.

Figura 36. Diagrama de separación entre equipos

LETRAS DE REFERENCIAS	TIPO DE EQUIPO O EDIFICACION										SEPARACION BASICA (m)										
	COMPRESORES DE GAS										10										
	COMPRESORES ACC. POR MEDIOS DE A TUBERIAS A VAPOR O MOTOR ELECTRICO										15										
	EDIFICIO SALA DE CONTROL CENTRAL										10										
	ENFRIADORES POR AIRE										15										
	TORRES DE ENFRIAMIENTO										15										
	TANQUES Y CILINDROS										1.5										
	SUB-ESTACIONES ELECTRICAS										15										
	CUBICULOS DE INTERRUPTORES ELECTRICOS CRITICOS										5										
	VALV. DE BLOQUEO DE EMER. VALV. DE VAPOR DE ANCHO VALV. DE SISTEMA DE AGUA PULV.										15										
	INTERCAB. QUE OPERAN A TEMP. MAYOR O IGUAL QUE LA DE AUTONIFLAMACION										5										
	INTERCAB. QUE OPERAN A TEMP. MENOR QUE LA DE AUTONIFLAMACION (HORNO Y CALDERAS)										1.5										
	BOMBAS DE PROCESO CON PRODUCTOS A TEMP. MAYOR O IGUAL QUE LA DE AUTONIFLAMACION										15										
	EQUIPOS QUE MANEJEN REACTORES CON TEMP. MAYOR QUE LA DE AUTONIFLAMACION (CON AISLAMIENTO EXTERNO)										5										
	REACTORES CON TEMP. MAYOR QUE LA DE AUTONIFLAMACION (CON AISLAMIENTO EXTERNO)										5										
	RECIPIENTES DE ALMACENAMIENTO A PRESION EN AREAS DE PROCESO (COLUMNAS - TORRES - SEPARADORES)										5										
	RECIPIENTES DE PROCESO (TANQUES DE PURGA Y DRENAJE DE AGUA)										25										
	VIAS DE TUBERIAS INTERNAS										7.5										
											5										
X																					
X	X																				
30	30	X																			
15	15	X	X																		
10	15	30	15	X																	
15	15	30	15	15	X																
7.5	15	30	15	3	15	1.5															
15	X	X	X	15	15	15	X														
5	X	X	X	X	15	5	X	X													
15	15	X	X	15	NA	10	X	X	X												
10	15	30	15	5	15	5	15	5	15	1											
10	15	30	15	3	15	1.5	15	5	15	5	1										
25	10	30	15	15	30	15	15	15	15	15	15	Y									
10	15	30	15	5	15	5	15	5	15	5	5	1.5									
10	15	30	15	3	15	3	15	5	15	5	3	15	5	1							
X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	5	X	5	5	X	X						
10	15	30	15	5	15	5	15	5	15	5	5	15	5	5	X						
10	15	30	15	8	15	8	15	5	15	8	8	15	8	8	5	8	X				
25	25	30	25	25	25	25	25	5	25	25	25	25	25	25	X	25	25	1 DIAM			
10	15	30	15	3	15	3	15	5	15	5	2	15	5	3	X	5	8	25	3		
10	15	30	15	7.5	15	7.5	15	5	15	15	8	15	15	8	X	15	15	25	8	X	
15	5	10	5	3	5	1.5	5	5	X	5	5	5	3	2	X	5	5	5	2	5	X

Fuente. Manual de ingeniería de riesgos PDVSA IR-M-01

NOTAS:

- Todas las distancias están dadas en metros.
- La abreviación NA significa no aplica.
- La letra X significa que es basado en acceso adecuado para operación y mantenimiento.
- La letra Y hace referencia que se deben seguir las recomendaciones del siguiente párrafo.
- Separación entre M y M: Los hornos o calderas que pueden operar en forma individual, requieren una separación de 8 metros si operan a una presión manométrica menor que 1029 psi o 15 metros de separación si operan a una presión mayor que la antes señalada. Los hornos que poseen medios de bloqueo o parada Simultáneos, solamente requieren una separación adecuada para su operación y mantenimiento.

4.7.1. Compresores de gas. Este numeral hace referencia a los compresores que son accionados por turbinas de vapor o motores eléctricos, en algunas instalaciones se necesita instalar varios compresores, en estos casos se recomienda que se ubiquen en un solo bloque, esto facilita las labores de mantenimiento; los equipos auxiliares ligados a compresores no necesitan cumplir con la separación básica de 10 m entre equipos. En estos casos se pueden ubicar a una menor distancia siempre y cuando se respeten los accesos necesarios para labores de mantenimiento.

El bloque donde se ubiquen los compresores debe contar con dos accesos como mínimo que permitan combatir incendios, además se debe tener en cuenta la

dirección prevalente del viento para evitar o minimizar los daños a equipos cercanos.

Los compresores que trabajen con gases inertes o simplemente aire, se pueden ubicar a distancias menores que las estipuladas en las normas, siempre y cuando no sean de importancia para el proceso, por ejemplo los compresores de aire para instrumentación y servicios industriales.

a. Separación Básica: Para compresores de gas accionados por turbinas de vapor o motores eléctricos, se requiere una separación de 10 metros a los equipos adyacentes a efectos de la protección. Los compresores pequeños (hasta 150 KW de potencia), pueden considerarse como bombas de proceso, para los efectos de separación y ubicación.

b. Separación entre A y B: La separación X, que se muestra en la figura 34 que corresponde a equipos iguales, se deberá garantizar el acceso adecuado para operación y mantenimiento, sin ser necesario cumplir con los 10 metros recomendados.

c. Separación entre A y M: Los compresores son equipos críticos que necesitan de una separación de 25 metros entre el patio de compresores y otras zonas adyacentes, para reducir el riesgo de ignición o explosión de los compresores debido a fugas de gases que pueden originarse en los compresores.

NOTA 1: COMPRESORES ACCIONADOS POR MEDIOS DIFERENTES A TURBINAS A VAPOR O MOTORES ELÉCTRICOS.

Esta nota hace referencia a compresores accionados por motores de combustión interna, turbinas de gas o cualquier otro medio.

a. Separación Básica: En estos casos se requiere de una separación mínima de 15 metros, para efectos de la protección a los equipos que manejan hidrocarburos, las fuentes de ignición potenciales son los motores de combustión interna y las turbinas de gas.

4.8.2 Equipos enfriadores por aire

Los enfriadores por aire son equipos con superficies bastante grandes lo que los hace vulnerables a la exposición de un incendio, esta clase de equipos no deben ubicarse encima de bombas, compresores o intercambiadores de calor, que trabajen con productos inflamables a temperaturas superiores a la de auto-ignición. Los equipos no deben situarse sobre las vías por donde pasan líneas de tubería. Esta condición trae problemas en la ejecución de mantenimientos y aumentan los riesgos de incendio, si por casos excepcionales es necesario su ubicación por encima de líneas de tuberías se deben acatar las siguientes recomendaciones.

- Debe existir una distancia de mínimo 3 metros desde el punto más bajo del enfriador de aire y la parte más alta de la línea de tubería.
- No deben colocarse bridas, válvulas y múltiples por debajo del enfriador.

a. Separación básica: Una separación de 3 metros se aplica cuando la descarga del aire crea problemas de operación o mantenimiento sobre otros equipos.

4.7.2. Torres o sistemas de enfriamiento. Una distancia de 15 a 30 metros, permite la dispersión en la atmosfera de los vapores inflamables producidos en las torres, ya sea por fugas en los intercambiadores y otros equipos de los procesos que sean enfriados por agua. Los equipos que no presentan una fuente de ignición y cuya altura total no sea mayor que la altura de la torre, se podrán ubicar a 15 metros de la base de la torre, si la altura excede la altura de la torre deberán ubicarse a 30 metros de la misma. Esta clase de equipos generan nubes de vapor que aceleran los procesos de corrosión y dificultan la visibilidad, esta condición hay que tenerla en cuenta para evitar daños en los equipos aledaños.

4.7.3. Tambores cilíndricos. Se consideran como tambores cilíndricos todos aquellos recipientes de dimensiones menores en comparación con los recipientes utilizados en procesos, recipientes como separadores de condensado en líneas de gas a hornos.

a. Separación básica: Una separación básica en estos casos sería 15 metros, esta distancia sirve para ejecutar labores de mantenimiento y combatir los incendios en estos equipos.

4.7.4. Sub estaciones eléctricas. Los sistemas de control de motores, interruptores, transformadores eléctricos de una unidad o bloque se deben agrupar en bloques independientes en la periferia de la planta.

a. Separación básica: Este tipo de equipos debe contar con una separación básica de 15 metros de cualquier otro equipo que manejen hidrocarburos.

4.7.5. Tableros o cabinas de interruptores eléctricos principales. Una separación de 5 metros, minimiza los posibles daños a interruptores críticos ante un incendio moderado en equipos aledaños. Para incendios muy severos sería necesario tener una separación de 30 metros, esta distancia es muchos más exigente para incendios producidos en hornos o calderas.

4.7.6. Válvulas de bloqueo de emergencia, vapor de ahogo y sistemas de agua pulverizada. Estos sistemas deben ser fabricados según normas internacionales de seguridad y estar avalados por un laboratorio certificado.

a. Separación básica: Una separación de 15 metros, es necesaria para garantizar el acceso a estos dispositivos en caso de emergencia. La distancia hace referencia a los equipos que son protegidos por estas válvulas de seguridad.

b. Separación entre J y S: Las válvulas de los sistemas de agua pulverizada de recipientes de almacenamiento a presión, deberán colocarse a una distancia mayor que la separación básica requerida, debido al alto riesgo que estos equipos representan en caso de un incendio. Se recomienda una separación de 25 metros.

4.7.7. Intercambiadores que operan sobre la temperatura de auto-ignición

a. Separación básica: Con una separación de 5 metros, se facilita el acceso para prevenir incendios y se minimizan los posibles daños a otros equipos, en caso de incendios moderados. La probabilidad de que ocurra un incendio en este tipo de intercambiadores es alta, debido a la temperatura del producto que pueda fugarse o derramarse.

b. Separación entre K y K: Los intercambiadores que operen en estas condiciones, incluyendo los conectados en serie o en paralelo, deberán estar separados como mínimo 1 metro entre sí.

c. Separación entre K y R: Se requiere una separación de 8 metros, debido a que prevalece la distancia básica impuesta por el reactor.

4.7.8. Intercambiadores que operan a una temperatura menor que la de auto-ignición. La ubicación de intercambiadores que manejan productos inflamables deberá considerarse con mayor cuidado su separación respecto a equipos con fuego.

a. Separación básica: Una separación de 1,5 metros, permite el acceso para operación y mantenimiento.

b. Separación entre L y L: Intercambiadores en condiciones de servicio similares, pueden ser agrupados con una separación mínima entre sí de 1 metro.

4.7.9. Hornos, calderas o equipos de fuego. Estos equipos constituyen una fuente permanente de ignición, por lo que su ubicación deberá ser cuidadosamente seleccionada. Se recomienda colocarlos junto a la periferia de la unidad o bloque que manejan hidrocarburos. El tope de la chimenea, deberá estar como mínimo a una altura mayor de 3 metros sobre cualquier equipo que esté a menos de 15 metros, o de cualquier plataforma de trabajo que sea utilizada regularmente por personal de mantenimiento u operación (una vez o más por día) que esté a menos de 60 metros de los equipos con fuego.

a. Separación básica: Una separación de 15 metros, minimiza los posibles daños a otros equipos en caso de incendio en los equipos con fuego, a la vez que reduce el riesgo de ignición de los escapes producidos en equipos adyacentes.

b. Separación entre M y G: Esta separación será de 15 metros. Como excepción, los recipientes separadores de condensado del sistema de gas combustible al horno, podrán ubicarse a una separación mínima de 7,5 metros.

c. Separación entre M y M: Los hornos o calderas que pueden operar en forma individual, requieren una separación de 8 metros, si operan a una presión manométrica menor que 1029 psi o 15 metros de separación; los hornos que poseen medios de bloqueo o parada simultáneos, solamente requieren una separación adecuada para su operación y mantenimiento.

d. Separación entre M y W: Para evitar que vías de tuberías puedan resultar involucradas en un incendio producido en un horno, se requiere una separación mínima de 5 metros. Esta separación no se aplica para las tuberías propias del proceso del horno.

4.7.10. Bombas con productos a temperaturas superiores a la de auto-ignición. Las bombas son equipos con altos porcentajes de posibilidad de producir fugas, por lo que es necesario ubicarlos lejos de las fuentes permanentes de ignición. Jamás se debe ubicar una bomba debajo de otros equipos de procesos como: torres, recipientes, líneas de tuberías y enfriadores de aire. Dentro de esta clasificación se incluyen bombas que manejen líquidos inflamables.

a. Separación básica: Una separación básica de 5 metros, es razonable para la protección de equipos adyacentes y proporciona acceso adecuado para la prevención de incendios.

b. Separación entre N y N: Las bombas para un mismo servicio, podrán instalarse a 1,5 metros de separación entre sí, mientras que las bombas de servicios diferentes y que manejan productos a temperaturas sobre la de Auto-Ignición, deberán espaciarse 3 metros entre sí.

4.7.11. Bombas con productos a temperaturas menores que la de auto-ignición

a. Separación básica: Una separación de 3 metros, permite acceso para el combate de incendios.

b. Separación entre O y O: Se requiere una separación de 1 metro, para efectuar los trabajos de operación y mantenimiento.

4.7.12. Equipos que manejan productos no combustibles

a. Separación básica: Este tipo de equipos no representan riesgos de explosión o incendio, por lo tanto no requieren de una separación básica. La situación cambia si los productos que se manipulan son tóxicos o corrosivos si se encuentran adyacentes a equipos de alto riesgo, se recomienda una distancia mínima de 5 metros; además de garantizar el espacio suficiente para ejecutar las labores de mantenimiento.

4.7.13. Recipientes de almacenamiento a presión dentro de áreas de proceso. Estos son equipos considerados como críticos, se recomienda su instalación fuera del área de proceso, de no ser posible se deben instalar a las periferias de la planta y alejados de fuentes de ignición como calderas, hornos, calentadores, intercambiadores de calor, entre otros.

a. Separación básica: Se requiere una separación de 25 metros para minimizar la exposición del recipiente a incendios.

b. Separación entre S y S: Con la separación de un (1) diámetro del recipiente mayor, se proporciona un distanciamiento adecuado entre los recipientes para operación, mantenimiento y combate de incendios.

4.7.14. Tambores de purga y drenaje de agua

a. Separación básica: Estos equipos se deben ubicar como mínimo a 7,5 metros de otros equipos adyacentes, cuando exista la posibilidad de presencia de hidrocarburos; en caso contrario se tendrán en cuenta las distancias mínimas para operación y mantenimiento.

4.7.15. Separadores de aceite

a. Separación básica: Debido a la presencia continua de vapores de hidrocarburos en los separadores de aceite, se establece una separación básica de 45 metros respecto a otras instalaciones. Un distanciamiento de 30 metros puede ser aceptado cuando las instalaciones adyacentes no representan una fuente de ignición.

4.7.16. Tanques de almacenamiento a presión. Este tipo de tanques deben ubicarse aguas abajo y vientos abajo respecto a equipos de proceso y cualquier otra fuente de ignición. Solamente se permitirá la instalación dentro del dique de contención, de aquellas tuberías que estén asociadas con el tanque o tanques servidos por el dique. Las bombas utilizadas en estos equipos se deberán instalar a un mínimo de 7.5 metros de las paredes del tanque y fuera del dique de contención. Una recomendación de separación de 60 metros respecto a otras instalaciones se considera adecuada.

4.7.17. Tanques de almacenamiento atmosférico (líquidos inflamables)

a. Separación básica: Generalmente, se considera adecuada una separación básica igual al diámetro del tanque, con un mínimo de 60 metros, respecto a instalaciones que puedan representar un foco de ignición.

4.8. RECOMENDACIONES DE SEPARACIÓN HECHAS POR GAPS GUIDELINES

Como respuesta a las innumerables pérdidas causadas por incendios o explosiones en áreas de la industria química y petroquímica. En este tipo de industrias la correcta separación y distribución entre los equipos es esencial para la prevención y el control de las pérdidas.

Las recomendaciones de diseño y espaciado de los Servicios De Protección Global De Activos (GAPS). Están dirigidas a plantas químicas y petroquímicas tanto nuevas como existentes. Las directrices realizadas por GAPS pretenden disminuir o limitar los daños por explosión o incendios.

Al momento de diseñar plantas de proceso o al momento de re-distribución de equipos en las industrias ya en producción se recomienda considerar los siguientes ítems para determinar la distancia mínima requerida de separación entre equipos:

- Considerar el tipo de operación de alto, medio o bajo riesgo.
- Operaciones agrupadas.
- Operaciones críticas
- Número de personas en riesgo.
- Posible daño ambiental.
- Activos en riesgo e interrupción del negocio.
- Importancia de la instalación para operaciones continuas.

- Sustitución de equipos y tiempo de instalación.
- Interdependencia de las instalaciones.
- Relación crítica de clientes o proveedores.
- Aspectos de cuotas de mercado.
- Exposición de incendio o explosiones.
- Exposición a materiales corrosivos o incompatibles.
- Explosiones de nubes de vapor.
- Daños a edificios o equipos ubicados al aire libre.
- Fuentes de ignición.
- Espacio para mantenimiento y para ingreso en caso de emergencia.
- Explosiones externas provenientes de tuberías, transporte u otros equipos.

Como guía para la distribución y espaciado de equipos, las GAPS GUIDELINE proporcionan las tablas 11, 12 y 13 donde se relacionan diversos equipos, edificios o casa de equipos entre otros. Las GAPS tienen como guía los fundamentos de prevención de pérdidas para la industria de procesos y las normas NFPA 30 y 58.

Las tablas suministradas por Gaps y utilizadas en algunas industrias de los Estados Unidos De América a diferencia de las utilizadas por PDVSA, referencian una mayor cantidad de equipos y aplicaciones. Además muestran ser mucho más conservadoras ya que si observamos en la tabla de PDVSA para intercambiadores de calor la distancia es de 1 metro, en las tablas de Gaps para intercambiadores de calor es 5 pies es decir 1.52 metros.

Tabla 13. Recomendaciones de Espaciamento de Tanques de Almacenamiento para Plantas Petroleras y Químicas.

<p>FLOATING & CONE ROOF TANKS < 3000 BARRELS</p> <p>FLOATING & CONE ROOF TANKS > 3000 < 10,000 BARRELS</p> <p>FLOATING ROOF TANKS > 10,000 < 300,000 BARRELS</p> <p>JUMBO FLOATING ROOF TANKS > 300,000 BARRELS</p> <p>CONE ROOF TANKS CLASS II, III PRODUCT > 10,000 < 300,000 BARRELS</p> <p>CONE ROOF TANKS INERTED CLASS I PRODUCT** > 10,000 < 100,000 BARRELS</p> <p>PRESSURE STORAGE VESSELS SPHERES AND SPHERONDS</p> <p>PRESSURE STORAGE VESSELS DRUMS AND BULLETS</p> <p>REFRIGERATED DOME ROOF STORAGE TANKS</p>								
0.5 D*								
0.5 D	0.5 D							
1 X D	1 X D	1 X D						
1 X D	1 X D	1 X D	1 X D					
0.5 D	0.5 D	1 X D	1 X D	0.5 D				
1 X D	1 X D	1 X D	1 X D	1 X D	1 X D			
1.5 D	1.5 D	1.5 D	2 X D	1.5 D	1.5 D	1 X D		
100' MIN	100' MIN	100' MIN		100' MIN	100' MIN	50' MIN		
1.5 D	1.5 D	1.5 D	2 X D	1.5 D	1.5 D	1 X D	1 X D	
100' MIN	100' MIN	100' MIN		100' MIN	100' MIN	100' MIN		
2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	1 X D	1 X D	1 X D
200' MIN	200' MIN	200' MIN		200' MIN	200' MIN	100' MIN	100' MIN	100' MIN

D = Largest Tank Diameter
 1 barrel = 42 gallons = 159 L
 °C = (°F-32) x 0.555
 1 ft = 0.305 m

*For Class II, III products, 5 ft spacing is acceptable.
 **Or Class II or III operating at temperatures > 200°F.

Fuente: GAPS GUIDELINES, (file:///C:/Users/user/Downloads/252____0%20(3).pdf).

4.9. DISTANCIAS ENTRE EQUIPOS Y RECOMENDACIONES HECHAS POR LA NFPA 58

La norma NFPA 58, hace referencia a: almacenamiento, manejo, transporte y uso del gas licuado de petróleo. Este código o norma debe aplicarse a la operación de todos los sistemas de gas licuado del petróleo incluyendo los recipientes, tuberías y todos los equipos utilizados para el suministro de gas. El capítulo seis de la norma se aplica a los siguientes ítems:

- ubicación e instalación en campo de sistemas de gas licuado de petróleo que utilizan componentes, sub-conjuntos, tanques y sus accesorios y recipientes fabricados según el capítulo cinco.
- Ubicación de los recipientes y sistemas de trasiego de líquidos.
- Instalación de los accesorios del recipiente y reguladores.
- Instalación de tubería (conectores flexibles y mangueras), válvulas de alivio hidrostático y sistemas limitantes del servicio.
- Pruebas de los sistemas de tuberías.

Si bien este párrafo de la norma hace referencia a los numerales anteriores también descarta los tanques refrigerados y los sistemas utilizados en el transporte por carretera.

4.9.1. Ubicación de los recipientes de almacenamiento de gas licuado de petróleo. La norma NFPA 58 suministra una serie de normas, recomendaciones y/o reglas para el manejo de las actividades realizadas en plantas donde se almacene, maneje, transporte y se haga uso del gas licuado de petróleo.

La tabla 14 muestra las distancias mínimas de separación recomendadas entre recipientes y edificios de gran importancia y los linderos donde existan construcciones o se pueda construir a futuro.

Tabla 14. Distancias de separación entre recipientes, edificios y linderos.

DISTANCIAS MINIMAS							
CAPACIDAD DE AGUA POR RECIPIENTE		RECIPIENTES ENTERRADOS		RECIPIENTES DE SUPERFICIE		ENTRE RECIPIENTES	
Gal	m ³	pies	m	pies	m	pies	m
< 125	< 0.5	10	3	0	0	0	0
125 - 250	0.5 - 1	10	3	10	3	0	0
251 - 500	> 1.0 - 1.9	10	3	10	3	3	1
501 - 2000	> 1.9 - 7.6	10	3	25	7.6	3	1
2001 - 30000	> 7.6 - 114	50	15	50	15	5	1.5
30001 - 70000	> 114 - 265	50	15	75	23		
70001 - 90000	> 265 - 341	50	15	100	30		
90001 - 120000	> 341 - 454	50	15	125	38		
120001 - 200000	> 454 - 757	50	15	200	61		
200001 - 1000000	> 757.3 - 3785	50	15	300	91		
> 1000000	> 3785	50	15	400	122		

Fuente: NFPA 58 página 40.

- Los recipientes instalados afuera de edificios: los recipientes instalados a las afueras de edificios ya sean del tipo portátil, donde se reemplaza el cilindro o de instalación permanente, se deben ubicar con respecto a los recipientes adyacentes, edificios importantes, grupos de edificios o lindero donde se puede construir. La distancia mínima de 25 pies desde recipientes ASME de superficie con capacidad de agua de 501 gal a 2000 gal a edificios, un grupo de edificios o al lindero con la propiedad donde se puede construir a 10 pies para un único recipiente ASME de hasta 1200 gal.
- Distancia mínima de separación para recipientes ASME: la distancia mínima especificada en la tabla 14 entre recipientes y edificios construidos en estructuras de material diferente a madera y de uso exclusivo del procesamiento de gas y operaciones de distribución se pueden disminuir hasta 10 pies (3 m).
- Requisitos estructurales: no es permitido la instalación de muros corta fuegos, cercas, barreras de tierra o concreto en el perímetro o encima de recipientes no refrigerados. Es permitido el encerramiento parcial de los recipientes luego de un análisis integral de protección contra incendio. Las distancias de separación horizontal entre tanques de gas licuado de petróleo de superficie y tanques de superficie que contengan líquidos con puntos de inflamación inferiores a 200°F debe ser de 20 pies (6 metros).

4.9.2. Instalación de compresores. La instalación de los compresores de gas se debe realizar en relación a las especificaciones del fabricante, la carcasa del compresor no debe ser sometido a esfuerzos excesivos transmitidos por las tuberías de carga y descarga donde se utilicen conectores flexibles metálicos o conectores de manguera flexible con protección metálica. Los motores de combustión utilizados para mover los compresores deben contar con sistemas de escape equipados de atrapa-chispas y protección del sistema de ignición.

Los compresores portátiles, utilizados con conexiones temporales están eximidos de la utilización de sistemas atrapa chispas a menos que se utilicen para descargar carros cisterna.

Tabla 15. Distancias mínimas de separación entre vaporizadores de fuego directo y exposiciones

PUNTO DE RIESGO	DISTANCIA MINIMA RE	
	PIES	M
Recipiente	10	3.0
Válvulas de cierre del recipiente	15	4.6
Punto de trasiego	15	4.6
Edificio o grupo de edificio cercanos o propiedades adyacentes donde se puede construir	25	7.6
Edificio o habitación más cercano	10	3.0
Gabinete con mezclador en el exterior	0	0

Fuente: NFPA 58, pg. 61.

Tabla 16. Separación mínima entre calentadores de tanques y exposiciones.

CAPACIDAD DEL RECIPIENTE		DISTANCIA MINIMA REQUERIDA	
gal	m ³	pies	m
≤ 500	≤ 1.9	10	3.0

501 - 2000	> 1.9 - 7.6	25	7.6
2001 - 30000	> 7.6 - 114	50	15.0
30001 - 70000	> 114 - 265	75	23.0
70001 - 90000	> 265 - 341	100	30.5
90001 - 120000	> 341 - 454	125	38.1

Fuente: NFPA 58, pg. 61.

Tabla 17. Distancia mínima de separación entre recipientes y quemadores vaporizadores

CAPACIDAD DEL RECIPIENTE		DISTANCIA MINIMA REQUERIDA	
gal	m3	pies	m
≤ 500	≤ 1.9	10	3.0
501 - 2000	> 1.9 - 7.6	25	7.6
> 2000	> 7.6	50	15.0

Fuente: NFPA 58, pg. 61.

Tabla 18. Clasificación eléctrica de área

PARTE	UBICACIÓN	ALCANCE DEL AREA CLASIFICADA	EL EQUIPO SE DEBE APROBAR POR SU CUMPLIMIENTO CON NFPA 70, NEC, CLASE I, GRUPO D
A	Recipiente no refrigerados diferentes a los cilindros y recipientes ASME verticales de capacidad de agua inferior a 1000 Lb (454 Kg)	Dentro de los 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones desde las conexiones, excepto las conexiones cubiertas de otra manera en esta tabla.	División 2
B	Recipientes de almacenamiento refrigerados	Dentro de los 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones desde las conexiones cubiertas de otra manera en esta tabla	División 2
		Área dentro del dique hasta el nivel superior del dique	División 1

C	Carga y descarga de vehículos cisterna y vagón cisterna	Dentro de los 5 pies (1.5 m) en todas las direcciones de las conexiones hechas regularmente o que se desconectan para trasiego del producto	División 1	
		Más allá de los 5 pies (1.5 m) pero dentro de los 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones desde un punto donde se hacen conexiones regularmente o se desconectan y dentro del volumen cilíndrico entre el ecuador de la esfera y el nivel del piso	División 2	
D	Venteos de medidores distintos de los de los cilindros y recipientes verticales ASME de menos de 1000 Lb (454 Kg) de capacidad de agua	Dentro de los 5 pies (1.5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga	División 1	
		Más allá de los 5 pies (1.5 m) pero dentro de los 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga	División 2	
E	Descarga de dispositivos de alivio distintos a los de los cilindros y recipientes verticales ASME de menos de 1000 Lb (454 Kg) de capacidad de agua y vaporizadores	Dentro de la ruta directa de descarga	No se permite la instalación de equipo eléctrico fijo	
F	Bombas, compresores de vapor, mezcladores de gas - aire y vaporizadores (diferentes a los de fuego directo o indirecto con una fuente de calor a gas unida o adyacente)	Todo recinto o cualquier recinto adyacente sin separación hermética al gas	División 1	
		Al interior sin ventilación	Dentro de los 15 pies (4.6 m) del lado exterior de cualquier muro exterior o techo no hermético al vapor o dentro de los 15 pies (4.6 m) de cualquier abertura exterior	División 2
		Al interior con ventilación	Todo el recinto y cualquier recinto adyacente sin separación hermética al gas	División 2
		Al exterior en aire abierto a nivel o por encima del nivel del piso	Dentro de los 15 pies (4.6 m) en todas las direcciones desde este equipo y dentro del volumen cilíndrico entre el ecuador de la esfera y el nivel del piso	División 2

G	Dispensador de combustible vehicular	Espacio completo dentro del cerramiento del dispensador, y 18 pulg (460 mm) horizontalmente desde el exterior del cerramiento hasta una elevación de 4 pies (1.2 m) sobre la base del dispensador, todo foso o espacio abierto debajo del dispensador	División 1
		Hasta 18 pulg (460 mm) sobre el nivel del piso dentro de los 20 pies (6.1 m) horizontales desde cualquier borde del cerramiento	División 2

Fuente: NFPA 58. Pg. 63.

4.10. ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS POTENCIALMENTE EXPLOSIVOS EN TANQUES SEGÚN NORMA NFPA 30

La norma NFPA 30 se aplica al almacenamiento, manejo y uso de líquidos inflamables y combustibles incluso los desechos líquidos según sean definidos y clasificados dentro de la norma. Esta norma no se aplica a líquidos inflamables con punto de fusión de 37.8° C o mayores. Líquidos criogénicos o gas licuado, cualquier líquido que no tenga punto de inflamación pero que pueda arder bajo ciertas condiciones, productos en aerosol, nieblas o espumas, transporte de líquidos inflamables y combustibles, tanques contenedores que se conecten a equipos de quemado de combustible.

En el capítulo diecisiete de la norma NFPA 30 se dan las recomendaciones para las operaciones y procesos con líquidos inflamables para que no generen riesgo de explosión o incendio y que pongan en peligro las vidas y la propiedad de otros.

4.10.1. Requerimiento de construcción. Los edificios para proceso o las estructuras usadas para operaciones con líquidos deben construirse guardando las consideraciones necesarias y propias de las actividades a realizar. En las tablas 19 y 20 se muestran la localización de los recipientes de proceso y las distancias mínimas de separación para edificios o estructuras utilizadas en operaciones de líquidos inflamables.

Para edificios o estructuras que no tienen protección aprobada con rociadores automáticos, en este caso las distancias de separación mostradas en la tabla 19 se deben determinar con una evaluación técnica del proceso pero nunca han de ser menores que las distancias mostradas en esta tabla.

Tabla 19. Localización de los recipientes de proceso con respecto a límites de propiedad, vías públicas y el edificio importante más cercano en la misma propiedad.

DISTANCIA MINIMA (PIES)									
CAPACIDAD MAXIMA DE LA VASIJA DE LIQUIDOS PARA OPERACIÓN	DESDE LA LINEA DE LA PROPIEDAD QUE ESTA O PUEDE SER CONSTRUIDA INCLUYENDO EL LADO OPUESTO DE UNA VIA PUBLICA				DESDE EL COSTADO MAS CERCANO DE CUALQUIER VIA PUBLICA O DESDE EL EDIFICIO IMPORTANTE MAS CERCANO SOBRE LA MISMA PROPIEDAD QUE NO ES UNA PARTE INTEGRAL DEL PROCESO				
	LIQUIDOS ESTABLES ALIVIO DE EMERGENCIA		LIQUIDOS INESTABLES ALIVIO DE EMERGENCIA		LIQUIDOS ESTABLES ALIVIO DE EMERGENCIA		LIQUIDOS INESTABLES ALIVIO DE EMERGENCIA		
	No SOBRE 2.5 PSI	SOBRE 2.5 PSI	No SOBRE 2.5 PSIG	SOBRE 2.5 PSI	No SOBRE 2.5 PSI	SOBRE 2.5 PSI	No SOBRE 2.5 PSI	SOBRE 2.5 PSI	No SOBRE 2.5 PSI
275 o menos	5	25	50	100	5	25	50	100	100
276 a 750	10	25	50	100	5	25	50	100	100
751 a 12000	15	25	50	100	5	25	50	100	100
12001 a 30000	20	30	50	100	5	25	50	100	100
30001 a 50000	30	45	75	120	10	25	50	100	100
50001 a 100000	50	75	125	200	15	25	50	100	100
sobre 100000	80	120	200	300	25	40	65	100	100

Fuente: NFPA 30. pág. 83.

Tabla 20. Distancias mínimas de separación para edificios o estructuras usadas para el manejo y operación de líquidos

DISTANCIA MINIMA DE SEPARACION (PIES)			
CLASE DE LIQUIDO	TIPO MINIMO DE CONSTRUCCION	HASTA LA VIA PUBLICA	HASTA EL LIMITE DE LA PROPIEDAD ADYACENTE QUE PUEDE SER CONSTRUIDO
Líquidos clase I; líquidos inestables de cualquier clase;	II (222)	5	10
líquidos de cualquier clase calentados sobre su punto de inflamación	II (111)	5	25
	II (000)	10	50
clase II	II (111)	5	10
	II (000)	5	25
Clase III	II (000)	5	10

Fuente. NFPA 30, pág. 84

4.10.2. Almacenamiento en exteriores adyacentes a edificios. Según la norma NFPA 30, se permite almacenar máximo 4160 L de líquidos en contenedores intermedios, a granel o tanques portátiles, que estén cercanos a edificios o lugares donde se agrupe personal operativo o administrativo y que cumplan las siguientes condiciones.

- Las paredes de los recintos continuos tenga una clasificación de resistencia al fuego exterior de dos horas.
- La pared del edificio contiguo no tiene aberturas a nivel del piso y de forma horizontal dentro de los 3 metros del almacenamiento.
- La pared del edificio contiguo no tenga aberturas por debajo del nivel del suelo dentro de los 15 m horizontalmente del almacenamiento.

Tabla 21. Limitaciones para almacenamiento exterior.

CLASE DE LIQUIDO	CONTENEDORES		TANQUES PORTATILES Y IBCs METALICOS		IBC's DE PALSTICO RIGIDO Y COMPUESTO		DISTANCIA MINIMA SEPARACION (PIES)	
	CANTIDAD MAX POR ESTIBA Gal	ALTURA MAX DE ALMACENAMIENTO PIES	CANTIDAD MAX POR PILA Gal	ALTURA MAX DE ALMACENAMIENTO PIES	CANTIDAD MAX POR PILA Gal	ALTURA MAX DE ALMACENAMIENTO PIES	ENTRE ESTIBAS O SECCIONES DE ESTANTERIA	HASTA LA LINEA DE PROPIEDAD QUE ESTA C PUEDE SER CONSTRUIDA
IA	1100	10	2200	7	NP	NP	5	50
IB	2200	12	4400	14	NP	NP	5	50
IC	4400	12	8800	14	NP	NP	5	50
II	8800	12	17600	14	8800	14	5	25
III	22000	18	44000	14	22000	18	5	10

Fuente: NFPA 30, pg. 45.

Como conclusión general entre la norma NFPA 30 y 58 en referencia con la normativa utilizada por PDVSA las normas NFPA son exclusivas para líquidos inflamables y gas; haciendo referencia en los daños y cuidados de los edificios y

estructuras al estar en la zona de afectación de posibles explosiones o incendios. La mayoría de las recomendaciones de las NFPA hacen referencia a tanques de almacenamiento y sus accesorios, sin discretizar los demás equipos utilizados comúnmente en las facilidades tempranas de producción. Por el contrario el documento GAPS GUIDELINE y PDVSA hacen énfasis en cada equipo utilizado en las facilidades de producciones temporales o permanentes, las recomendaciones emitidas por las GAPS y mostradas en las tablas 11, 12 y 13 están basadas en las normas NFPA 30 y 58 además de otro tipo de documentos y trabajos, estas guías son mucho más conservadoras es decir presentan un aumento casi del 50% de las distancias recomendadas por PDVSA.

5. CONCLUSIONES

- La instalación de las facilidades es un proceso de gran importancia que debe realizarse teniendo en cuenta los protocolos, normas, directrices y reglamentación existente al respecto.
- Las generaciones de atmosferas explosivas dentro de las locaciones industriales se pueden dar en cualquier momento y en cualquier punto del proceso, por esto es necesario implementar técnicas que permitan controlarlas y asegurar la vida del personal operativo e integridad de los equipos.
- Varios de los equipos instalados en las facilidades tempranas de producción se pueden denominar como críticos, ya que por su configuración y características permiten fugas de vapores o gases hacia la atmosfera.
- La utilización de equipos e instrumentos avalados por laboratorios certificados bajo normatividad internacionalmente comprobada, disminuye en gran porcentaje la posibilidad de que se produzcan explosiones y conflagraciones a causa de atmosferas explosivas.
- Para la instalación de equipos en las facilidades de producción temprana es necesario respetar las distancias mínimas seguras que permitan controlar el riesgo de explosiones y de llegar a presentarse, evitar la afectación a equipos continuos por efecto de la propagación.
- La capacitación del personal encargado de la operación como del mantenimiento es un factor clave tanto para la instalación de los equipos como para el manejo de atmosferas potencialmente explosivas.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de este documento como referencia en los procesos de distribución e instalación de los equipos en facilidades de producción temprana.
- Es recomendable realizar la clasificación de las zonas críticas en la generación de atmosferas potencialmente explosivas, con el fin de identificar los puntos donde es necesario realizar un monitoreo constante.
- Se recomienda realizar un inventario de los equipos críticos en la generación de atmosferas explosivas, con el fin de tomar las medidas necesarias para minimizar los escapes o fugas de vapores y gases a la atmosfera.
- Se recomienda utilizar equipos e instrumentos que estén avalados por un laboratorio certificado bajo una norma internacional en los lugares donde es inevitable la formación de atmosferas explosivas.
- Se debe considerar implementar las recomendaciones plasmadas en este documento en cuanto a distribución de equipos y distancias mínimas requeridas entre equipos con el fin de minimizar la ocurrencia de incidentes o accidentes por explosiones o conflagraciones, producto de la interacción entre atmosferas explosivas y agentes de ignición.
- Se recomienda la divulgación de este documento entre el personal encargado de la instalación de las facilidades y el encargado de realizar labores de mantenimiento, con el fin de dar a conocer los requerimientos mínimos normalizados respecto a las labores realizadas dentro de las plantas de producción.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Prácticas recomendadas para clasificación de locaciones Clase I, División 1 y Clase I, División 2 para facilidades petroleras en la selección e instalación de equipos eléctricos. API RP 500. Segunda edición. 1998. 12-38p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Prácticas recomendadas para clasificación de locaciones Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2 para facilidades petroleras en la selección e instalación de equipos eléctricos. API RP 505. Primera edición. 1997. 26-39p.

CHILLA, Mario Fernando y NIETO, Luis Alejandro. Estudio para la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF utilizando los programas pipesim y piper. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Quito.: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. 2016. p. 19.

DÁVILA, Humberto Carlos y VILLA, Mauricio. Manual del código eléctrico colombiano (NTC 2050). Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero electricista. Pereira.: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de tecnología. Programa de tecnología eléctrica, 2008. p. 31-150.

DE LA CRUZ, Luis. Producción de petróleo. En: Centro de ingenieros del Estado Carabobo. 1 ed. Valencia: Dirección de ciencia y tecnología, 2003. p. 13-20.

ECOPETROL ECP-DHS-G-009. Guía sobre código de colores y señales industriales; Responsabilidad integral dirección HSE; P. 9.

ESCUER, Francesc y GARCIA, Javier. Manual práctico. Clasificación de zonas en atmósferas explosivas. Centro de Seguridad y Condiciones de Salud en el Trabajo de Lérida. Departamento de Trabajo e Industria. Febrero, 2005. p. 43-117.

ESPAÑA. MINISTERIO DE TRABAJO E INMIGRACIÓN. INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO. Real decreto 681/2003 (12, junio, de 2003). Guía técnica para la evaluación y prevención de los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

FERNANDEZ, Ramón, GARCÍA, C. VEGA, A. Breve guía sobre productos e instalaciones en atmósferas explosivas. ATEX 427. Julio, 2003.

GLOBAL ASSET PROTECTION SERVICES LLC. Gaps guideline. Oil and chemical plant layout and spacing. GAP 2.5.2

GUZMAN, Alexander. Proposición de facilidades de superficie para la producción de crudo extra pesado con inyección de vapor en la faja petrolífera del Orinoco. Informe de pasantía como requisito para optar al título de Ingeniero Mecánico. Sartenejas.: Universidad Simón Bolívar. Facultad de ingeniería. 2008. P.89.

JAIMES, Diana Marcela y PICO, Maria Isabel. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras – aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009. p. 31-35.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Código de líquidos inflamables y combustibles. Organización Iberoamericana de protección contra incendios. NFPA 30. Edición 2015.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Código del gas licuado del petróleo. Organización internacional de códigos y normas. NFPA 58. Edición 2014.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Norma para la Seguridad eléctrica en lugares de trabajo. NFPA 70. Edición 2004. 26-143p.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Prácticas recomendadas para la clasificación de líquidos inflamables, gases o vapores peligrosos para instalaciones eléctricas en áreas de procesos químicos. NFPA 497. Edición 2004.

REQUENA, José y RODRÍGUEZ, Mauricio. Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Caracas.: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006. 235p.

SCHLUMBERGER. Cabezales de pozo y árboles de navidad. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. 2014. 10-p.

TURMO, Emilio. NTP 427: Paramentos débiles para el venteo de alivio de explosiones (I). Centro nacional de condiciones de trabajo. 1999. p. 1-6.