ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"ESTUDIO DEL GRADO DE RIESGOS Y DETERMINACIÓN DE RADIO DE PELIGRO DE ÁREAS CLASIFICADAS PELIGROSAS DE INSTALACIONES DE EQUIPOS ELÉCTRICOS EN EL CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO -ANCÓN".

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERIO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN

ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

INGENIERIO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN

POTENCIA

INGENIERIO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN

ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

Presentada por:

Martha Sofía Bravo Aguilar

Galo David Rosero Bohórquez

Michelle Andrea Uttermann Pinto

Guayaquil – Ecuador

AÑO 2009

AGRADECIMIENTO

A Dios Todo Poderoso, que con su iluminación divina nos guió en todo este largo camino para la realización de este proyecto, dándonos además la fuerza, tolerancia y salud necesaria para la realización del mismo.

A nuestro Director de Tesis el Ingeniero Juan Gallo por su ayuda y colaboración constante. A nuestros colaboradores de Pacifpetrol y amigos que de una u otra manera nos ayudaron con sus conocimientos y apoyo profesional para trabajar en este proyecto. A nuestras familias quienes con su amor, apoyo, paciencia y comprensión nos ayudaron a culminar esta etapa de nuestras vidas.

DEDICATORIA

A Dios por cada uno de los momentos que nos ha permitido vivir y ver realizado una de nuestras metas el de ser unos profesionales, a cada una de nuestras familias, este es el fruto de nuestro esfuerzo que gracias a ustedes nos han ayudado con su incondicional apoyo en todo este largo camino, y a todos los demás que nos han colaborado de alguna u otra forma para alcanzar esta meta.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Jorge Aragundi

SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Juan Gallo

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Alberto Manzur

MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Holger Cevallos

MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este trabajo, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

Martha Sofía Bravo Aguilar

Galo David Rosero Bohórquez

Michelle Andrea Uttermann Pinto

RESUMEN

El campus petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco" se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena y comprende 1.200Km^2. En este campo se han perforado aproximadamente 3000 pozos.

Este campo ha sido explotado por diferentes empresas: ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS LTD. (1911 - 1976), CEPE - PETROECUADOR (1976 - 1996), COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES (1996 - 2001) y PACIFPETROL (2002).

El sistema de distribución de energía donde incluye la Subestación Eléctrica que esta dentro del estudio de esta tesis, responde a antiguas normas de construcción eléctrica Inglesa, las que no son parte de las normas establecidas en el Ecuador y que por lo tanto plantean dificultades para la reposición de equipos cuando estos terminan su vida útil o se requiere que sean sometidos a mantenimiento mayor.

Las estaciones en estudio: Estación Casa Bomba, Estación Gas Natural Vehicular (GNV), han sido adecuadas recientemente sus instalaciones eléctricas, por lo que están basadas en las normas NFPA 70 y NEC. Sin embargo dentro de esta auditoria se ha revisado cada uno de las estaciones y se han aplicados los tres métodos de análisis de Riesgos: Lista de

Chequeo, método ¿Qué pasa si…? y el método Análisis Modal de Fallos (AMFE).

Este análisis nos ayudará a verificar el nivel de riesgo que se encuentran cada una de las estaciones estudiadas para un mejor control en el funcionamiento, mantenimiento y protección en los equipos eléctricos que funcionan dentro de las estaciones y para la seguridad de todo el personal que labora en la empresa.

En el **CAPITULO I**, se analizara la clasificación de las áreas de riesgo dependiendo de los diferentes factores tales como gases y vapores de peligrosidad, además la extensión de áreas con el fin de determinar la ubicación de los equipos eléctricos. Se clasificara las áreas en riesgo dentro del campus petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco" con el propósito de disminuir los peligros existentes.

En el **CAPITULO II**, consta las consideraciones que se deben aplicar en las instalaciones eléctricas en las plantas petroleras, entre estas están el análisis de motores, generadores, transformadores, condensadores, instrumentos de medición, etc.

En el **CAPITULO III**, esta detallado todo lo relacionado con las protecciones eléctricas en áreas peligrosas haciendo un análisis de las prevenciones que deben aplicar ante la presencia de arcos eléctricos y además la selección adecuada de equipos de protección en general.

En el **CAPITULO IV**, una vez analizado las áreas de peligrosidad las instalaciones eléctricas y las protecciones que deben poseer tendremos que realizar la valoración de riesgos eléctricos en estas áreas utilizando métodos de análisis, formatos de evaluación, aplicaciones para estos controles de riesgos.

En el **CAPITULO V**, se basa en la seguridad eléctrica y laboral que deben emplear las industrias petroleras para protección de trabajadores y equipos en general.

INDICE GENERAL

ABREVIATURAS

ANSI	American National Standars Institute
API	American Petroleum Institute
APP	Análisis Preliminar De Peligros
EMEPE	Empresa Eléctrica de la Península
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNV	Gas Natural Vehicular
IEC	International Electrotecnical Comissions
IEEE	Institute Of Electrical And Electronics Engineers
LIE	Limite Inferior De Explosividad
LSE	Limite Superior De Explosividad
MCC	Centro Control De Motores
NEC	National Electric Code
NFPA 30	National Fire Protection Association 30
NFPA 70	National Fire Protection Association 70
NFPA 70E	National Fire Protection Association 70 - Seguridad Eléctrica en lugares de trabajo.
NOM	Norma Oficial Mexicana
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PVDSA	Normas de Petróleos Venezolanos

INDICE DE FIGURAS

INDICE DE TABLAS

INTRODUCCION

En esta tesis se realiza un Estudio de Valorización de Riesgos Eléctricos en Plantas Petroleras, el trabajo se lo desarrolla en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco ubicado en la provincia de Santa Elena - Ancón.

Siendo una zona de alto riesgo por estar rodeado de líquidos y gases inflamables, se hizo un estudio sobre sus instalaciones eléctricas dentro de las estaciones como: Subestación Eléctrica, Estación Casa Bomba y Estación de Gas Natural Vehicular. Queda excluido de nuestro estudio las oficinas centrales, la base de operaciones (talleres) y la estación Santa Paula.

CAPITULO 1

MARCO TEORICO: CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS EN CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO

1.1 Introducción.

Se define como área peligrosa a aquel lugar en el cual existe algún riesgo de explosión provocado por alguna sustancia inflamable. El campus “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, tiene áreas consideradas peligrosas ya que cuentan con zonas de almacenamiento, procesamiento y transportación de crudo, gas y agua de los pozos donde lo extraen, además cuentan en sus alrededores cuartos de transformadores, cuarto de bombas, generadores que deben estar bajo las normas de seguridad y de instalaciones eléctricas para evitar accidentes de grandes magnitudes.

Los riesgos de una explosión pueden estar presentes en cualquier lugar en el cual se manipulen sustancias inflamables tales como combustibles, productos químicos, derivados de petróleo, etc.

Una atmósfera explosiva es una mezcla con aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables, ya sean éstas en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que después de una ignición, la combustión se puede propagar hacia la mezcla no quemada.

La denominación de atmósfera explosiva no es aplicable cuando el riesgo de explosión proviene de sustancias inestables, como explosivos o sustancias pirotécnicas, o cuando la mezcla explosiva está fuera de lo que se entiende como condiciones atmosféricas normales.

Cabe indicar además que para aquellos lugares en los cuales se presenten los elementos y condiciones para originar una atmósfera explosiva se habrá que tener en consideración aspectos como los equipos que van a ser instalados en dichas zonas y que deben ser seguros y no susceptibles de iniciar una explosión, así como la forma en la que se trabajará en dicha zona, y tomar todas las medidas de prevención y de seguridad del caso.

1.2 Clasificación de áreas peligrosas.

El campo esta dividido en áreas de producción y almacenamiento como: Estación Casa Bomba, Base de Operaciones, Oficinas Centrales, y la Subestación Eléctrica Principal. La clasificación de las áreas peligrosas se la realiza tomando en consideración algunos parámetros, que en conjunto conllevan a clasificar o encasillar a un área determinada con un cierto grado de peligrosidad. Dentro de los parámetros a considerar tenemos al tipo de sustancia combustible que se va a almacenar en dicha área; la frecuencia con la cual esta sustancia puede presentar algún escape del depósito en el cual ésta se encuentra almacenada.

En resumen, la clasificación de un área peligrosa depende de estos factores principalmente:

- Tipo de sustancia combustible almacenada.
- Tipo de escape de la sustancia almacenada.

1.2.1 Tipo de sustancia combustible almacenada.

Dentro de las sustancias a tener a consideración en el campo petrolero se tiene el almacenaje de petróleo en el área de Casa Bomba, mientras que el gas natural es utilizado para el sistema vehicular Estación GNV y para el generador eléctrico KOHLER - WAUKESHA para la distribución de energía eléctrica de todo el campo.

Estas sustancias producen gases, vapores o nieblas y pueden dar origen a la propagación del fuego bajo ciertas condiciones.

Tanto para la seguridad de equipos y de todo el personal humano que trabaja en dicha petrolera las áreas peligrosas se clasifican de acuerdo a la sustancia presente como se muestra en la **Tabla 1.1**:

CLASE I	Gases Vapores o Nieblas
CLASE II	Polvos
CLASE III	Fibras

Tabla 1.1

Clasificación de áreas peligrosas.

Las clases se subdividen en Divisiones o Zonas:

Según el NEC: División 1 y 2

Según el IEC: Zona 0, Zona 1 y Zona 2

Material Peligroso	IEC	Clasificación tradicional del NEC, API (USA, Canadá)	
Gases o Vapor	Zona 0 Zona 1 Zona 2	CLASE I	División 1 División 2
Polvo	(Zona 10) (Zona 20)	CLASE II	División 1
	(Zona 11) (Zona 21) (Zona 22)		División 2
Fibra	Zona 10 (Zona 20) Zona 11 (Zona 21) (Zona 22)	CLASE III	División 1 División 2

Tabla 1.2

Subdivisiones de las clases de áreas peligrosas

Para la clasificación de áreas peligrosas nos vamos a regir sobre las normas NEC 2005 (National Electric Code).

1.2.2 Tipo de escape de la sustancia almacenada.

Cualquier equipo o dispositivo de almacenamiento que contenga una sustancia inflamable es una fuente potencial de escape. Con ello el tipo de escape se refiere al escape que pudiera presentar la sustancia inflamable del envase, depósito o dispositivo de almacenamiento que se encuentre.

El potencial escape de la sustancia inflamable se pudiera originar debido a algunos aspectos y en función de ello se hace la siguiente clasificación:

- Tipo de escape continuo
- Tipo de escape de primer grado
- Tipo de escape segundo grado

1.2.2.1 Tipo de escape continúo.

Los escapes de grado continuo son emisiones previstas durante el funcionamiento normal, por tanto pueden estar definidas tanto por su duración como por su frecuencia de emisión.

Algunos ejemplos en los cuales se presenta este tipo de escape son los siguientes:

- La superficie de un líquido inflamable en un depósito abierto a la atmósfera o de techo fijo sin gas inerte.
- Separadores aceite-agua.
- Venteos libres a la atmósfera, etc.

1.2.2.2 Tipo de escape de primer grado.

Este tipo de escape al igual que el escape continuo presenta emisiones previstas durante el funcionamiento normal. Cabe indicar además que esta emisión se da poco frecuente y durante breves periodos de tiempo.

Ejemplos en los cuales se presenta este tipo de escape son los siguientes:

- Sellos de bombas, compresores y válvulas donde se prevé fugas en condiciones normales.
- Drenajes en recipientes que contienen líquidos inflamables,
- Tomas de muestra de tanques.
- Reactores de sustancias inflamables, etc.

1.2.2.3 Tipo de escape de segundo grado.

Este tipo de escape no se prevé en funcionamiento normal y si se produce es probable que ocurra infrecuentemente y en periodos de corta duración.

Ejemplos en los cuales se presenta este tipo de escape son los siguientes:

- Bridas.
- Uniones.
- Sellos.
- Otros accesorios donde NO se esperan fugas en condiciones normales.

1.2.3 Clasificación de áreas peligrosas según las normas NEC.

1.2.3.1 Áreas clase 1.

Son áreas en las cuales están o pueden estar presentes en el aire, gases o vapores inflamables en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables, artículo 501 del NEC 2005 de la NFPA 70

1.2.3.1.1 Área clase 1 división 1.

Es el área en la cual:

a) Pueden existir continuamente bajo condiciones normales de operación, concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables.

b) Existen intermitentemente o periódicamente concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables, en condiciones normales de operación.

c) Pueden existir frecuentemente concentraciones de gases, vapores explosivos o inflamables debido a trabajos de reparación o mantenimiento, o por causa de fugas.

d) Una interrupción o una falla en la operación de los equipos o del proceso que pueda provocar la formación de concentraciones peligrosas de gases, vapores inflamables y simultáneamente provocar también la falla del equipo eléctrico.

1.2.3.1.2 Área clase 1 división 2.

Son lugares en donde se manejan, procesan o usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables, que están normalmente confinados en recipientes o sistemas cerrados, pero de los cuales puedan escapar en caso de ruptura o avería accidental de los recipientes o sistemas, o en caso del funcionamiento anormal de los equipos por medio de los cuales se manejan dichos líquidos, gases o vapores.

Una adecuada ventilación de presión positiva impide normalmente la concentración de gases o vapores inflamables, pero que pueden convertirse en peligrosos por falla o funcionamiento anormal del equipo de ventilación.

Están contiguos a los de Clase I, División 1, a los cuales puedan llegar ocasionalmente concentraciones de gases o vapores inflamables, a menos que pueda evitarse tal comunicación por medio de un adecuado sistema de ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio y se provean dispositivos seguros para evitar las fallas del sistema de ventilación.

Los recipientes en los cuales se almacenarán las sustancias inflamables deberán de cumplir ciertas condiciones y características de construcción para poder de esta manera guardar, cargar o descargar las sustancias inflamables.

Se tendrá en cuenta en los dispositivos de almacenamiento: su construcción, instalación, ventilación, cimentaciones, apoyos y limpieza.

1.2.4 Tipo de instalaciones para tanques de almacenamiento

La estación "Casa Bomba" se encarga de la recepción, almacenamiento y transferencia de crudo, internamente se lo realiza desde los tanques de recepción TK-636 o TK-637 (capacidad de 870 barriles) al tanque N de almacenamiento secundario (volumen máximo de 20000 barriles) y el crudo es trasladado al tanque de almacenamiento final "K" (con capacidad para 55000 barriles) manteniéndolo almacenado y listo para efectuar la transferencia externa a la refinería de La Libertad.

Cabe indicar además que las aberturas y conexiones con los tanques para ventilación, medición, llenado y extracción podrían originar algún tipo de riesgo.

En la medida que se tengan tanques correctamente construidos, con buenos cuidados, el almacenaje de líquidos inflamables y combustibles encierra menos peligros que su transporte o trasvase.

Los tanques de almacenaje pueden clasificarse según distintos criterios y su selección dependerá del análisis global de la instalación y de su impacto sobre los procesos asociados. Así encontramos los siguientes diseños.

- **TANQUES CILÍNDRICOS HORIZONTALES.**

Almacenan productos de diferente naturaleza química (ácidos, álcalis, combustibles, lubricantes, etc.). Por lo general se usan para almacenar volúmenes pequeños tal como los tanques de recepción TK-636 o TK-637 del departamento de CASA BOMBA que tienen una capacidad de 870 barriles. Estos tanques a su vez pueden ser: aéreos (aboveground storage) o subterráneos (underground storage) y pueden tener sus extremos planos o abovedados.

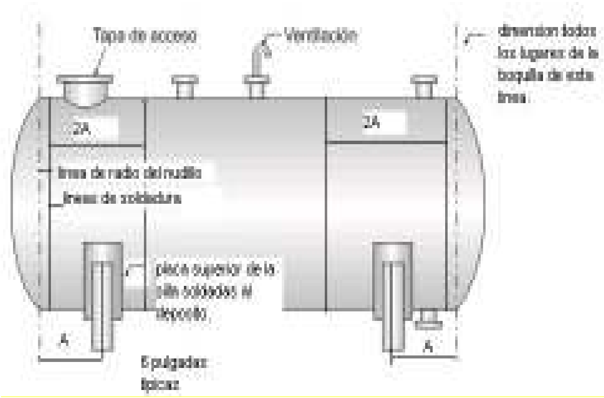


Figura 1.1

Tanque ASME para almacenamiento

Fuente: El prisma/ apuntes de ingeniería química/ almacenaje de fluidos en plantas de procesos

Figura 1.2

Tanque de recepción TK-636 y TK-637 existentes en Estación Casa Bomba.

- **TANQUES CILÍNDRICOS VERTICALES.**

Almacenan productos de diferente naturaleza y tienen una gran capacidad de almacenaje; tal como los tanques de almacenamiento secundario N que tiene una capacidad de 20000 barriles o el de almacenamiento final K con una capacidad de 55000 barriles. Este tipo de tanques a su vez pueden ser clasificados según distintos aspectos:

1. Tipo de cobertura: abiertos o techados

2. Tipo de techo: fijo o flotante.

3. Tipo de fondo: plano o cónico.

En la selección de los tanques cilíndricos al considerar que sean verticales u horizontales se tomara en cuenta el volumen requerido, el espacio disponible, etc.

Figura 1.3

Tanque de almacenaje para petróleo crudo

Estación Casa Bomba

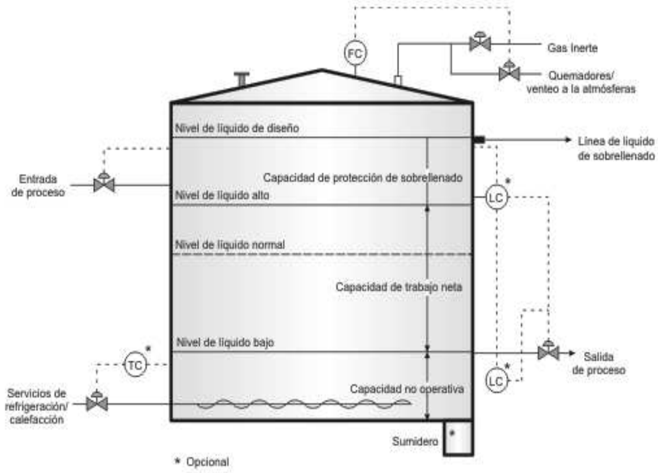


Figura 1.4

Tanque API para almacenaje de hidrocarburos

Fuente: www.textoscientificos.com/almacenaje de fluidos en plantas de procesos.

1.2.5 Recipientes a presión.

Muchos de los productos requeridos o producidos en las industrias requieren para su almacenaje y utilización de presiones superiores a la atmosférica, dando lugar así a los llamados recipientes a presión.

Los equipos deberán ser capaces de contener productos de diferente naturaleza química bajo las condiciones de operación requeridas (presiones, temperaturas, concentraciones, etc.). Dependiendo de los volúmenes manejados y de las condiciones de operación, estos recipientes son construidos de las siguientes formas:

- Recipientes cilíndricos horizontales con fondos abovedados.
- Recipientes verticales con fondos abovedados.

Figura 1.5

Recipiente de gas natural área de generadores.

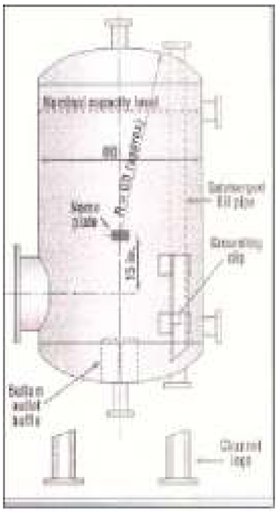


Figura1. 6

Recipiente vertical u horizontal para gas natural

Fuente: el prisma/apuntes de ingeniería química/ almacenaje.

1.2.6 Consideraciones para la clasificación de las áreas peligrosas de instalaciones eléctricas en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Al de seleccionar el equipamiento en el campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco", uno de los parámetros mas importantes es determinar las características del área donde finalmente operara la instrumentación seleccionada. Debido a la diversidad de procesos, estas áreas pueden ser de diferentes tipos donde pueden existir atmósferas de gases o vapores inflamables, por lo que es necesario definir una clasificación de las mismas.

El sistema de clasificación utilizado para definir los tipos de áreas se basa en los siguientes criterios:

a. Para determinar la Clase de área se toma en cuenta la naturaleza del producto que en ella escapa a la atmósfera.

b. La frecuencia y extensión con las que las mezclas inflamables estarán presentes, se utiliza para definir la División.

c. Dependiendo de las propiedades químicas del producto liberado a la atmósfera, que determinan específicamente la facilidad con la que este tiende a incendiarse, define el Grupo.

Para definir un área dentro de su Clase, División y Grupo nos basaremos en las principales normas que rigen el diseño y las instalaciones eléctricas y la fabricación de materiales y equipos para atmósferas explosivas, las cuales son:

- IEC (Internacional Electrotechnical Commission) / CENELEC
- NEC (National Electrical Code)

1.3 Clasificación de gases y vapores por su grado de peligrosidad.

1.3.1 Características de combustión.

Para que se de origen a una explosión deben de cumplirse básicamente dos condiciones, que exista una atmósfera explosiva y la presencia de una fuente de ignición. Esto requiere tres condiciones simultáneas:

- PRIMERA CONDICIÓN: existencia de una sustancia combustible (gases, vapores, polvos o nieblas).

- SEGUNDA CONDICIÓN: existencia de un comburente (oxígeno del aire) en un intervalo de concentración determinado.
- TERCERA CONDICION: presencia de una fuente energética capaz de iniciar la reacción.

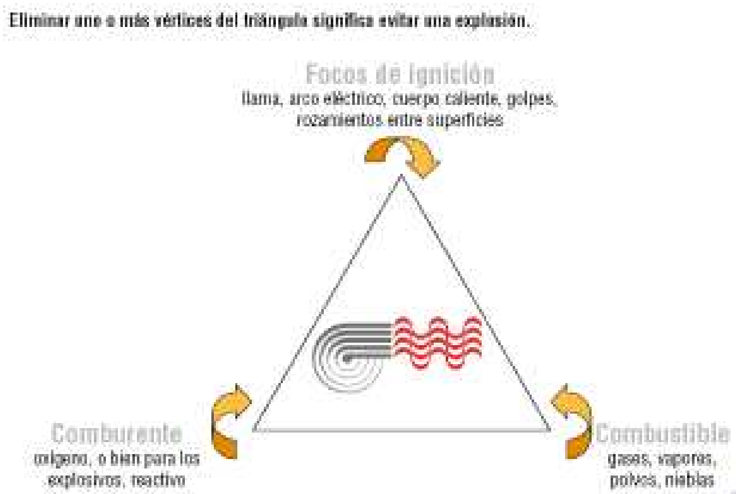


Figura 1.7

Triangulo de fuego y explosión

Fuente: Sistema ATEX para atmósferas potencialmente explosivas

Consideramos como fuente de ignición a algún agente o chispa que active o genere una reacción química entre la sustancia inflamable y el agente oxidante. Todas las sustancias inflamables o combustibles pueden dar lugar a la formación de una atmósfera explosiva.

El gas o vapor inflamable tiene unas características propias, se destacan como más importantes:

- Punto de ignición;
- Límites de explosividad (LIE, LSE).
- Temperatura de auto inflamación.
- Densidad de vapor o gas respecto al aire.

1.3.1.1 Punto de ignición (Flash point).

Es la menor temperatura en que una sustancia libera vapores en cantidades suficientes para que la mezcla de vapor y aire sobre su superficie propague una llama a partir del contacto con una fuente de ignición.

1.3.1.2 Límites de inflamabilidad.

Para quemar un gas o vapor inflamable se requiere, además de la fuente de ignición, una mezcla llamada «ideal» entre el aire atmosférico (oxígeno) y el gas combustible. La cantidad de oxígeno en el aire es prácticamente constante, un volumen aproximado de 21%. La cantidad de gas combustible necesaria para la quema, varía para cada producto y sus dimensiones dependen de dos constantes: el límite inferior de explosión (LIE) y el límite superior de explosión (LSE).

1.3.1.3 Limite Inferior de Explosividad (LIE).

El LIE es la mínima concentración de gas que, mezclada con el aire atmosférico, puede provocar la combustión del producto a partir del contacto con una fuente de ignición. Las concentraciones de gas inferiores al LIE no son combustibles porque en esa condición hay un exceso de oxígeno y poca cantidad del producto para la quema. Esa condición se llama «mezcla pobre».

1.3.1.4 Limite Superior de Explosividad (LSE).

El LSE es la máxima concentración de gas que, mezclada con el aire atmosférico, puede provocar la combustión del producto a partir del contacto con una fuente de ignición. Las concentraciones de gas superiores al LSE no son combustibles porque en esa condición hay un exceso del producto y poca cantidad de oxígeno para que se produzca la combustión. Esa condición se llama «mezcla rica».

Los valores del LIE y LSE generalmente se indican en porcentajes de volumen tomados a aproximadamente 20ºC y 1 atm. Para cualquier tipo de gas, 1% en volumen representa 10.000 ppm (partes por millón).

Se puede concluir que los gases o vapores combustibles sólo queman cuando su porcentaje de volumen está entre los límites (inferior y superior) de explosión, que es la mezcla «ideal» para la combustión.

0%	.... LIE	.... LIE	.... LIE
Concentración (% en volumen)	MEZCLA POBRE	MEZCLA IDEAL	MEZCLA RICA
	no hay combustión	puede haber combustión	no hay combustión

Figura 1.8

Límite de explosión de gases o vapores combustibles.

Fuente: Programa de capacitación para la estimación del Riesgo.

1.3.1.5 Temperatura de auto inflamación.

Es la menor temperatura a la cual un gas inflamable, o una mezcla de vapor y aire, se enciende debido a que ha llegado a una temperatura en la que no son necesarios chispa o llama para provocar fuego.

1.3.1.6 Densidad de vapor o gas respecto al aire.

En función de su densidad los gases y vapores se clasifican en:

a) Mas pesados que el aire; si la densidad es superior a 1.1.

b) Más ligeros que el aire; si la densidad es inferior a 0.75.

c) Vapores con densidad comprendida entre 0.75 y 1.1 (ambos incluidos) deberán respetarse las prescripciones relativas a gases o vapores pesados así como también las relativas a gases o vapores ligeros.

1.3.2 Clasificación del material por grupo en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

En general el grupo se refiere a las características de explosividad de las mezclas inflamables de gases y vapores, estas varían dependiendo del tipo de material envuelto. Así la Clase I se divide en los grupos A,B,C y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada.

A continuación, se listan algunos elementos etiquetados según su Clase y grupo correspondiente.

GRUPO	TIPO DE CLASE	MATERIAL
A	CLASE I	Acetileno
B	CLASE I	Butadieno Oxido de propileno hidrogeno
C	CLASE I	Ciclo propano éter etílico Gases o vapores equivalentes
D	CLASE I	Acetona Alcohol Amoniaco Benceno Benzol Butano Gasolina Héxano Petróleo nafta Gas Natural Propano Vapores de barniz Gases o vapores equivalentes
E	Clase II	polvos metálicos
F	Clase II	polvos de carbón
G	Clase II	polvos orgánicos o vegetales

Tabla 1.3

Lista de algunos elementos etiquetados según su clase y grupo

Fuente: NEC 2005 articulo 500.6

En la Tabla 1.3 nos servirá para la selección de equipo eléctrico en el campo petrolero de acuerdo a la contaminación del aire que lo rodea al formarse mezclas atmosféricas con gases y vapores.

De acuerdo a la información obtenida de ANGLO ECUADORIAN OIL del año 1963, se estableció que el gas asociado del campo tiene el siguiente contenido y composición:

METANO	84.67%
ETANO	6.61%
PROPANO	3.0%
BUTANO	1.11%
HIDROCARBUROS PESADOS	4.61%

Tabla 1.4

Porcentajes del gas presente en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Los grupos indicados en la Tabla 1.4 son usualmente representados en términos de porcentaje por volumen del gas o vapor en el aire, donde se muestra el límite superior e inferior de inflamabilidad de los gases representativos de la clase 1. Indicados en el siguiente grafico.

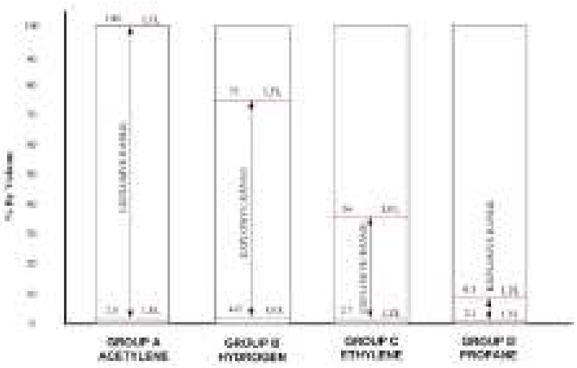


Figura 1.9

Límite de inflamabilidad superior e inferior de la concentración de los gases representativos de los grupos de la clase 1.

Fuente: Instalaciones eléctricas en áreas peligrosas.

Los rangos explosivos, como se indica en la Figura 1.9 de arriba, Están basados en presión y temperatura atmosféricas normales. Al aumentar la temperatura de la mezcla, el rango inflamable baja. Al disminuir, el rango sube. Se puede determinar fácilmente de la examinación de la gráfica de la Figura 1.9, que la volatilidad de la mezcla es mucho mayor para las mezclas del Grupo A y mucho menor para las del Grupo D.

En la **Tabla 1.5** se indica las características químicas de los gases con mayor índice de porcentaje en el campo, de esta manera clasificarlos de acuerdo a su grado de peligrosidad en la Clase que pertenecen según el NEC 2005.

	METANO (CH4)	ETANO (C2H6)	PROPANO (C3H8)	BUTANO (C4F8)
Punto de Inflamación	-187.8 ºC (-306 ºF)	-135º C (-211º F)	Gas inflamable	-112°F (-80°C)
Punto de Ebullición a 1 atm	-161.49° C (-258.64º F)	-88.63° C (-127.53° F)	-42.04° C (-43.67° F)	-6.25ºC (20ºF)
Limite de Inflamabilidad	5 - 15 %	3 - 12.4 %	3.4 - 13.8 %	1.6 - 10 %
Limite Inferior de Explosividad (LIE)	5%	3%	3.4%	1.6%
Limite Superior de Explosividad (LSE)	15%	12.4%	13.8%	10%
Temperatura de auto ignición	537 ºC (999 º F)	515º C (959º F)	493º C (919º F)	725°F (385°C)
Densidad de Vapor o Gas con respecto al aire 1 atm 21.1 ºC	0.68 kg/m3	1.2799 kg/m3	1.8580 kg/m3	2.40 kg/m3
Clasificación Eléctrica	Clase I, Grupo D	Clase I, Grupo D	Clase I, Grupo D	Clase I, Grupo D

Tabla 1.5

Características químicas de los gases de mayor presencia en el campo

1.4 Extensión de las áreas peligrosas.

La mayoría de los procesos que se llevan a cabo en el campo petrolero son de alto grado de complejidad y criticidad. Por lo cual las instalaciones deben tener sistemas de instrumentación complejos con alto rendimiento y eficiencia, considerando en todo momento la confiabilidad y la seguridad de los mismos al seleccionar el equipo eléctrico.

Para facilitar esta labor las áreas operativas se han clasificado en relación a los riesgos presentes en ellas. Derivadas de esta

clasificación obtenemos las herramientas necesarias para seleccionar la instrumentación o equipo eléctrico adecuado para operar de forma segura en un área específica.

Para determinar la extensión de las áreas clasificadas como División 1 o División 2, se requiere hacer una cuidadosa evaluación de los siguientes factores:

a. El material combustible o inflamable

b. La densidad de vapor de dicho material

c. Temperatura del material

d. Presión de proceso o almacenamiento

e. Tamaño de la fuga

f. Ventilación

Con el objetivo de tener una extensión de áreas peligrosas adecuada nos basaremos en los siguientes documentos de clasificación de áreas peligrosas **NRF-036-PEMEX-2003** de la norma de petróleos mexicanos y **PVDSA** normas de petróleos venezolanos.

1.4.1 Código de clasificación.

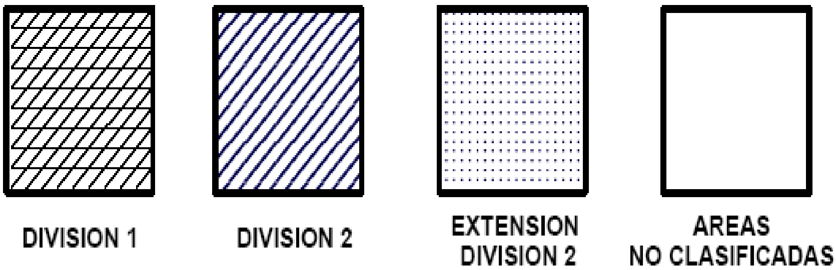


Figura 1.10

Código de clasificación de áreas peligrosas

Nos regiremos con este código de clasificación al momento de determinar las áreas peligrosas en el campo petrolero

1.4.2 Distancias mínimas entre tanques y las distintas unidades de proceso u otras instalaciones de la planta.

La determinación de distancias mínimas entre: tanques y las distintas unidades de proceso u otras instalaciones de la planta , fuentes de peligro y personas (personal de planta, oficinas, edificios de la administración y población aledaña), se debe a que los efectos drásticos de un incendio, explosión y emisión tóxica y/o inflamable, disminuyen con el cuadrado de la distancia. Una vez ocurrido un accidente, ya sea químico o mecánico, las concentraciones tóxicas y/o inflamables, las radiaciones térmicas, sobrepresiones y/o proyección de restos de materiales o sustancias peligrosas, se transmiten o proyectan en todo el espacio que rodea a la zona del incidente y pueden extenderse en el peor de los casos hacia zonas aledañas a la planta industria.

Las consecuencias de estos accidentes son catastróficas si no se respetan mínimas distancias, debidamente calculadas y estipuladas en normas reconocidas.

En la Tabla 1.6 se muestra las distancias consideradas ante riesgos de explosión e incendios:

Ante fuego localizado (para evitar su propagación):	15 m
Entre un riesgo de explosión y otro incendio:	30 m
Entre dos riesgos de explosión:	46 m
Desde fuego abierto hasta zonas con vapores inflamables:	180 m
Plantas químicas y petroleras (sin GLP) a zonas residenciales como mínimo:	250 – 300 m

Tabla 1.6

Distancias mínimas establecidas por NFPA 70

"Fire Protection Handbook"

CLAVE	TIPO DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO
1	TANQUES QUE CONTIENEN PRODUCTOS INFLAMABLES.
2	TANQUES QUE CONTIENEN PRODUCTOS COMBUSTIBLES.
3	TANQUES ESFÉRICOS PRESURIZADOS.
4	TANQUES HORIZONTALES PRESURIZADOS
5	TANQUES REFRIGERADOS

DISTANCIAS EN METROS					
CLAVE	1	2	3	4	5
1	$\frac{D_1 + D_2}{2}$	$\frac{D_1 + D_2}{2}$	Nota 1	Nota 1	1 x D o 30 m
2	$\frac{D_1 + D_2}{2}$	$\frac{D_1 + D_2}{4}$	Nota 1	Nota 1	1 x D o 30 m
3	Nota 1	Nota 1	1 x D o 15 m	1 x D o 15 m	1 x D o 30 m
4	Nota 1	Nota 1	1 x D o 15 m	$\frac{D_1 + D_2}{2}$	1 x D o 30 m
5	1 x D o 30 m	1 x D o 30 m	1 x D o 30 m	1 x D o 30 m	1 x D o 30 m

D= Diámetro del tanque de mayores dimensiones

Nota 1: La distancia entre tangentes de tanques de almacenamiento presurizados y tanques atmosféricos de 40 mil barriles de capacidad y menores, que almacenen cualquier clase de hidrocarburos, debe ser de cuando menos 1.5 veces el diámetro del tanque de mayores dimensiones. La distancia entre tangentes de tanques atmosféricos mayores de 40 mil barriles y esferas, debe ser como mínimo la suma de sus diámetros. El distanciamiento entre tanques atmosféricos mayores a 40 mil barriles y tanques presurizados horizontales (salchichas), debe ser como mínimo de 60 metros.

Nota 2: "D-1" y "D-2" son los diámetros de los tanques involucrados en la determinación de la distancia.

Tabla 1.7

Espacios mínimos aplicables a las áreas de almacenamiento de hidrocarburos o productos químicos

Fuente: NRF-10-PEMEX 2004

CLAVES:

A: Tanques atmosféricos que contengan productos inflamables.
B: Tanques atmosféricos que contengan productos combustibles.
C: Tanques presurizados esféricos y horizontales.
D: Tanques refrigerados.
E: Plantas de proceso de riesgo moderado.
F: Plantas de proceso de riesgo intermedio.
G: Plantas de proceso de riesgo alto.
H: Quemadores de campo de piso o fosa.
I: Llenaderas de autotanques de destilados.
J: Descargaderas de autotanques de destilados.
K: Llenaderas y descargaderas de gas L. P.
L: Llenaderas y descargaderas de carrostanques de destilados.
M: Casas de bombas de productos inflamables.
N: Edificios de compresoras.
O: Racks de tuberías de productos inflamables.
P: Cobertizo de bombas contraincendio.
Q: Cuartos de control.
R: Subestaciones eléctricas.
S: Talleres y laboratorios.
T: Bodegas, almacenes y oficinas de servicios.
U: Oficinas administrativas y estacionamientos públicos.
V: Estacionamiento de autotanques dentro del centro de trabajo.
W: Trampa de diablos.
X: Patines de regulación y medición.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
A	CONSULTAR DISTANCIAS EN TABLA No. 1				76	90	105	90	76	76	110	76	60	60	(sr)	76	76	76	76	76	76	45	76	76
B					30	30	45	45	30	30	75	30	30	30	(sr)	53	45	45	45	45	76	30	30	30
C					105	105	105	120	105	105	110	105	105	105	(sr)	105	105	105	105	105	105	60	105	105
D					105	105	105	120	105	105	110	105	105	105	(sr)	105	105	105	105	105	105	60	105	105
E	76	30	105	105	30	45	60	90	60	60	60	60	10	10	(sr)	60	30	30	30	30	30	30	60	60
F	90	30	105	105	45	45	60	90	60	60	60	60	15	15	(sr)	76	60	30	30	30	60	45	60	60
G	105	45	105	105	60	60	60	90	90	90	90	90	30	30	(sr)	90	90	60	120	120	120	60	90	90
H	90	45	120	120	90	90	90	(sr)	90	90	110	90	90	90	30	90	90	90	90	90	90	60	90	90
I	76	30	105	105	60	60	90	90	(sr)	15	50	35	35	35	(sr)	55	55	35	55	55	55	35	35	35
J	76	30	105	105	60	60	90	90	15	(sr)	50	35	35	35	(sr)	55	55	35	55	55	55	35	35	35
K	110	75	110	110	60	60	90	110	50	50	---	50	75	75	(sr)	110	110	75	110	110	110	110	50	50
L	76	30	105	105	60	60	90	90	35	35	50	(sr)	60	60	(sr)	60	60	60	60	60	60	30	35	35
M	60	30	105	105	10	15	30	90	35	35	75	60	10	10	(sr)	60	30	30	30	30	30	60	30	30
N	60	30	105	105	10	15	30	90	35	35	75	60	10	10	10	60	30	30	30	30	30	60	30	30
O	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	30	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	10	(sr)	30	15	15	30	15	30	(sr)	30	30
P	76	53	105	105	60	76	90	90	55	55	110	60	60	60	30	(sr)	15	15	15	15	15	60	50	50
Q	76	45	105	105	30	60	90	90	55	55	110	60	30	30	15	15	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	(sr)	30	50	50
R	76	45	105	105	30	30	60	90	35	35	75	60	30	30	15	15	(sr)	(sr)	15	15	15	15	30	30
S	76	45	105	105	30	30	120	90	55	55	110	60	30	30	30	15	(sr)	15	(sr)	(sr)	(sr)	45	50	50
T	76	45	105	105	30	30	120	90	55	55	110	60	30	30	15	15	(sr)	15	(sr)	(sr)	(sr)	45	50	50
U	76	76	105	105	30	60	120	90	55	55	110	60	30	30	30	15	(sr)	15	(sr)	(sr)	(sr)	45	50	50
V	45	30	60	60	30	45	60	60	35	35	110	30	60	60	(sr)	60	30	15	45	45	45	(sr)	50	50
W	76	30	105	105	60	60	90	90	35	35	50	35	30	30	30	50	50	30	50	50	50	50	(sr)	30
X	76	30	105	105	60	60	90	90	35	35	50	35	30	30	30	50	50	30	50	50	50	50	30	(sr)

NOTAS:

(sr): Sin requerimiento específico de espaciamiento.
1: Las distancias indicadas para tanques de almacenamiento corresponden a las tomadas desde y hasta la envolvente de dichos tanques.
2: Las distancias indicadas para plantas de proceso, corresponden a las tomadas desde y hasta los límites de batería en línea recta sobre el plano horizontal.
3: Para los casos de quemadores elevados, los espaciamientos se definirán en función de la intensidad de calor irradiada (nivel máximo de 1500 Btu/hr-pie^2) y los niveles de toxicidad de los gases generados.
4: El espaciamiento entre el área de isletas de llenaderas de autotanques y el área de isletas de descargaderas de autotanques, debe ser de por lo menos 15m.

Tabla1. 8

Espaciamiento mínimo entre instalaciones industriales de procesos almacenamiento y distribución (M) Fuente: NRF-10-PEMEX 2004

1.5 Clasificación de áreas peligrosas en el campus petrolero de la Prov. Santa Elena Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Dentro de este campo encontramos diversas áreas que están divididas de acuerdo a las actividades que se desarrolla en cada una de ellas.

Se tomarán en cuenta las áreas de alto peligro en donde existan presencias de instalaciones eléctricas, que deberán estar bajo normas de seguridad para protección de equipos y trabajadores.

1.5.1 Sistema de Generación y Distribución Eléctrica del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

En la actualidad, el campo Ancón cuenta con un sistema de autogeneración de energía eléctrica, con una capacidad de 675 KW, distribuida en dos generadores: principal y emergencia.

Figura 1.11

Zona de Generadores para Distribución de Energía

El generador principal KOHLER- WAUKESHA opera con gas natural asociado de petróleo, cuya capacidad es de 440 KW

	GENERADOR PRINCIPAL
MARCA	KOHLER - WAUKESHA
MODELO	H24GLD
SERIE	C-61901/1
COMBUSTIBLE	GAS NATURAL
KW	440
RPM	1800

Tabla 1.9

Datos técnicos del Generador Kohler-Waukesha

Figura 1.12

Generador Principal Kohler- Waukesha

El generador de emergencia CUMMINS opera con diesel, cuya capacidad es de 235 KW.

	GENERADOR DE EMERGENCIA
MARCA	CUMMINS
MODELO	NT-855-04
SERIE	30321681
COMBUSTIBLE	DIESEL
KW	235
RPM	1800

Tabla 1.10

Datos técnicos del Generador Cummins

Figura 1.13

Generador de Emergencia Cummins

El sistema cuenta como fuente alternativa de provisión de energía eléctrica al sistema Nacional Interconectado – Empresa Eléctrica Península de Santa Elena (EMEPE)

El estudio que se realizó a este sitio se lo clasifico según el NEC, API como **Clase I, División 2,** y según el IEC **Clase I, Zona 2** considerando que el generador principal usa gas natural que normalmente esta confinado en un sistema cerrado pero puede haber fugas debido a una ruptura o averías accidentales del sistema o del funcionamiento anormal del equipo que controla el gas.

Para propósitos de clasificación de esta área se ha asignado a este tipo de gas en base a sus características atmosféricas en el **GRUPO D** con un tipo de **Clase I**

La subestación de transformación, elevación y reducción de la central de generación de Ancon, se encuentra contigua a la sala de generadores de la misma.

La subestación cuenta con dos transformadores de las siguientes características:

Figura 1.14

Transformador INATRA de la Subestación Eléctrica

EQUIPO	TRANSFORMADOR TRIFASICO T1
TENSION(v)	13800/3300V
AÑO DE FAB	1997
VOL. ACEITE	320 Lt.
LOCALIZACION	ANCON
No SERIE	3975229
FABRICANTE	INATRA
POTENCIA	400 KVA

Tabla 1.11

Datos técnicos del transformador T1 INATRA

de la Subestación Eléctrica.

Figura 1.15

Transformador ECUATRAN de la Subestación Eléctrica

EQUIPO	TRANSFORMADOR TRIFASICO T2
TENSION(v)	3300/440V
AÑO DE FAB	2003
PESO ACEITE	252 Kg.
LOCALIZACION	ANCON
No SERIE	522903
FABRICANTE	ECUATRAN
POTENCIA	400 KVA

Tabla 1.12

Datos técnicos del transformador T2 ECUATRAN

de la Subestación Eléctrica

La subestación no cuenta con switch gear operativo, se observa en la grafica la existencia de un switch gear antiguo de origen ingles, fuera de operación.

Figura 1.16

Switch Gear de la Subestación de Energía

Los transformadores de elevación 440V/3.300 V y reducción 13.800/3.300 V de la subestación se encuentran instalados en celdas construidas con malla metálica, con suficiente espacio y ventilación.

Figura 1.17

Parte Posterior de la Subestación Eléctrica

Adicionalmente cuenta con un pórtico, en estructura metálica de postes tubulares de hierro, de 6 pulgadas de diámetro, desde donde arrancan tres alimentadores a 3.300 Voltios entre fases, que abastecen a los centros de Casa Boma, Tallares, Campo, Estación GNV y Oficinas

La barra del pórtico esta alimentada por un circuito subterráneo de 3.300 Voltios energizado por el interruptor de transferencia que permite seleccionar una de las dos fuentes de abastecimiento de energía eléctrica, generación propia del CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO o EMEPE.

Figura 1.18

Pórtico de Barras de 3.300 Voltios

Muy cerca del pórtico de barras de alta tensión, se encuentran instalados los sistemas de almacenamiento y distribución de gas para la alimentación del grupo generador WAKESHA KOHLER.

Figura 1.19

Tanque de recepción del gas

Una vez que el gas es almacenado en el tanque de recepción este pasa a los tanques para el control de su presión manejándolo con una válvula, la presión aconsejable es de 2 Lbs., teniendo esta presión adecuada para su funcionamiento, es enviada al generador principal para la distribución de energía a todo el campus petrolero.

Figura 1.20

Tanques para la Medición de la Presión del Gas

Figura 1.21

Válvula para Controlar la Presión del Gas

Figura 1.22

Medidor de Presión de Gas Natural

1.5.2 Estación de Gas Natural Vehicular del Campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Como plan piloto se encuentra en actividad la estación de Gas Natural Vehicular (GNV), en donde se suministra gas natural a los vehículos de Pacifpetrol en reemplazo de la gasolina común, es un método ecológico en pro del medio ambiente.

Figura 1.23

Estación De Gas Natural Vehicular

El estudio que se realizó al GNV se lo clasifico según el NEC, API como **Clase I, División 2,** y según el IEC **Clase I, Zona 2,** y por características atmosféricas se encuentra dentro del **GRUPO D.**

Para el suministro de gas vehicular se rigen normas de seguridad tanto para el personal como para los equipos aledaños a la estación.

Es importante mencionar que en las cercanías de esta estación se encuentra la cabina de transformadores con sus respectivos paneles de distribución, paneles de control, bandejas de porta cables, sistemas de iluminación, buena ventilación, etc.

La estación GNV dispone de dos fuentes de alimentación, tanto de la subestación PACIFPETROL (3.300V) y de la EMEPE (13.800 V), cada fuente alimenta un transformador trifásico de 150 KVA, marca INATRA.

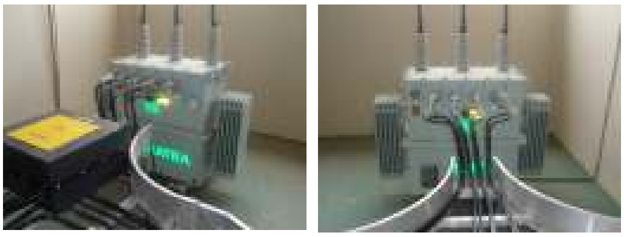


Figura 1.24

Transformadores INATRA Estación GNV

EQUIPO	TRANSFORMADOR TRIFASICO EN ACEITE T1	**EQUIPO**	TRANSFORMADOR TRIFASICO EN ACEITE T2
TENSION(v)	13.2/460 V	**TENSION(v)**	3300/460 V
No SERIE	5048268	**No SERIE**	5048259
FABRICANTE	INATRA	**FABRICANTE**	INATRA
CAPACIDAD	150 KVA	**CAPACIDAD**	150 KVA

Tabla 1.13

Datos técnicos de transformadores INATRA

Estación GNV.

En la **Tabla 1.14** se puede apreciar el sistema de fuerzas que se aplican en esta área:

ITEM	EQUIPO	MARCA	SERIE	HP	FASES	V	HZ	AMPERIOS	RPM
1	COMPRESOR	INGERSOLL RAND	0403090153		1	230	60	22,5	950
2	(NANOBOX) MOTOR DE INDUCCION	WEG BRASIL	225SM EXD	69		440	60	85	1750

Tabla 1.14

SISTEMA DE FUERZA - ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR

Figura 1.25

Distribuidor de Gas Natural (NANOBOX GALILEO)

Además cuenta con el sistema de Iluminación:

ITEM	TIPO	PUNTOS	WATTS	VOLTAJE	HZ
1	EXTERIOR	4	1000	220	60

Tabla 1.15

Sistema de iluminación GNV

1.5.3 Estación Casa Bomba del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Figura 1.26

Estación Casa Bomba

La Estación Casa Bomba, se la considera un área altamente peligrosa en donde se lleva todo el proceso de almacenamiento de petróleo extraído de los pozos, también la separación de impurezas y agua.

El área esta clasificada según el NEC, API como **Clase I, División 2,** y según el IEC **Clase I, Zona 2,** y por características atmosféricas que existen se encuentra dentro del **GRUPO D.**

La fuente de alimentación de energía es la central de generación de Ancon mediante la alimentadora a 3.300V

También se encuentra la cabina de transformadores con sus respectivos paneles de distribución, paneles de control, bandejas de porta cables, buena ventilación, etc.

Figura 1.27

Cuartos de transformadores dentro de la Estación Casa Bomba

Figura 1.28

Transformadores INATRA Casa Bomba

EQUIPO	TRANSFORMADOR TRIFASICO EN ACEITE T2	**EQUIPO**	TRANSFORMADOR TRIFASICO EN ACEITE T1
VOLTAJE	3300/220-127V	**VOLTAJE**	3300/450-260V
CAPACIDAD	100 KVA	**CAPACIDAD**	150 KVA
PESO TOTAL	580 Kg.	**PESO TOTAL**	670 Kg.
LOCALIZACION	ANCON	**LOCALIZACION**	ANCON
No SERIE	8048567	**No SERIE**	9048577
FABRICANTE	INATRA	**FABRICANTE**	INATRA
AÑO	2004	**AÑO**	2004

Tabla 1.16

Datos técnicos transformadores INATRA

Casa Bomba

El centro de consumo de la estación Casa Bomba realiza el bombeo de crudo desde Ancón hasta la refinería de La

Libertad. En la **Tabla 1.17** se detallan los equipos principales en funcionamiento.

Figura 1.29

Cuarto de motores y bombas dentro de la Estación Casa Bomba

ITEM	EQUIPO	MARCA	SERIE	HP	FASES	V	HZ	AMPERIOS	RPM
1	BOMBA	MATTER PLATT	43074	58	3	400	50	76	1465
2	BOMBA	MATTER PLATT	43074	58	3	400	50	76	1465
3	MOTOR DE INDUCCION		676964	56	3	400	50	76	
4	COMPRESOR			15/7,10	3	230/460		36/18	
5	BOMBA DE ALMACENAMIENTO			7	3	230		20	1760
6	BOMBA DE ALMACENAMIENTO			7	3	230		20	1760
7	BOMBA SEPARADORA	BUFALO		30	3				

Tabla 1.17

SISTEMA DE FUERZA - ESTACION CASA BOMBA

También cuenta con un sistema de iluminación con las siguientes características en la **Tabla 1.18**:

ITEM	TIPO	PUNTOS	WATTS	VOLTAJE	HZ
1	INTERIOR	4	175	220	60
2	EXTERIOR	37	1000	220	60

Tabla 1.18

Sistema de iluminación de Estación

Casa Bomba

CAPITULO 2

CONSIDERACIONES DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EL CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO.

2.1 Separación entre equipos e instalaciones eléctricas del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Se debe evitar realizar instalaciones eléctricas en áreas peligrosas clase 1, tanto en la división 1 (alta concentración de vapores inflamables), o en la división 2 (donde la atmosfera peligrosa comienza a diluirse pero existe peligro). En el Campo Petrolero Gustavo Galindo Velasco, existen áreas peligrosas clase 1; división 1 y 2. Se darán los límites dentro de los cuales se debería evitar equipos eléctricos de cualquier tipo, pero si no es posible evitarlos en estos sitios, se deben instalar equipos aprobados para áreas peligrosas a prueba de explosión.

Todas las fosas, zanjas, trincheras, y en general depresiones del terreno que se encuentren dentro de áreas de las divisiones 1 y 2, deben considerarse como áreas de la división 1. Se considera sumamente peligrosa. Y todo equipo eléctrico ubicado dentro de ella debe ser contra explosión para área clase 1 división 1.

Cuando las fosas o depresiones no se localicen dentro de áreas de las división 1 y 2, pero que contengan tuberías de hidrocarburos, con válvulas o accesorios, toda la fosa debe clasificarse como área de la división 1 en su totalidad.

2.1.1 Separación de instalaciones de tanques de techos fijos en estación casa bomba del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Según el PEMEX 2003 Artículo 8.1.12**,** en todo el interior del tanque existe un área de la División 1. Cualquier registro abierto, venteo o salida abierta del tanque da origen a un área de la División 1, hasta una distancia de 1.5m en todas direcciones, en venteos se agrega un área de la División 2 a partir del límite de la División 1 hasta una distancia de 1.5m en todas direcciones.

Desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3m en todas direcciones, se considera como área de la División 2.

Existe un área de la División 2, que comprende en cualquier plano vertical toda el área situada dentro del muro de contención y hasta la altura de éste, y cualquier zanja, canal, fosa o depresión del piso, da origen a un área de la División 1. (Ver plano en el Anexo 3).

Figura 2.1

Tanques de almacenamiento de crudo de techo fijo

2.1.2 Separación de instalaciones eléctricas de equipos dispensadores de líquidos combustibles o gas al menudeo en estación de gas natural vehicular GNV del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

En el Campo Petrolero Gustavo Galindo Velasco según el PEMEX 2003 Articulo 8.1.5, existen instalaciones o equipos destinados a distribuir al menudeo gas o líquidos combustibles que desprendan vapores inflamables, como estaciones de servicio, gasolineras, estaciones de llevaderas de cilindro de gas, agencia de ventas de gas, todo equipo o dispositivo que pueda presentar fugas o escape interno o externo, se considera un área de la División 2 del límite exterior del equipo hasta 50cms en el plano horizontal y en el vertical hasta la altura del equipo, más otra área de la división 2 del limite exterior del equipo hasta 6,10mts en el plano horizontal y a una altura de 50cms sobre el nivel de piso. Como es el caso de la estación GNV Estación de Gas Natural Vehicular. (Ver plano en el Anexo 3).

Figura 2.2

Dispensador de Gas Natural Vehicular

2.1.3 Separación de instalaciones eléctricas de trampas recuperadas de hidrocarburos y tinas abiertas en estación casa bomba del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Según el PEMEX 2003 Articulo 8.1.2.5, en los lugares libremente ventilados en que se lleven acabo trabajos que implique pulverización de líquidos inflamables, o inmersión de piezas en tinas abiertas que contengan líquidos de esta naturaleza, se considerará que existe un área de la División 1, a partir de la fuente de peligro, hasta una distancia en todas direcciones, de 3 a 7,5m dependiendo del volumen y la volatilidad del contenido.

Del límite de la División 1, se considera un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal y vertical, hasta 3m. Un área adicional de la División 2, que se extiende en el plano horizontal 4,5m y en el vertical 3m Más un área División 2, que se extiende horizontalmente hasta 15m de distancia y hasta una altura de 60centímetros sobre el nivel del piso.

Figura 2.3

Trampas y piscina de Crudo en el momento de descarga

2.1.4 Separación de instalaciones eléctricas de bombas o compresores de líquidos volátiles inflamables que se encuentran instalados dentro de locales libremente ventilados en estación casa bomba del campus petrolero Gustavo Galindo Velasco.

Según el PEMEX 2003 Articulo 8.1.9.2, existe un área peligrosa de la División 2 en todo el interior del local, las paredes del local limitan el área peligrosa siempre que sean totalmente cerradas y no se comuniquen por ningún medio al exterior.

Sí existe comunicación al exterior, se considera una extensión de área de la División 2 que llega hasta una distancia horizontal de 3m de la pared con comunicación al exterior y hasta la altura del techo. Un área de la División 2, que se extiende horizontalmente hasta 15m de distancia del exterior de la bomba y hasta una altura de 60cm sobre el nivel del piso.

En el exterior del techo del cobertizo existe un área de la División 2 que se extiende en el plano horizontal 1,5m hacia los lados del venteo y en el plano vertical 1,5m hacia arriba del venteo y hacia abajo hasta el nivel exterior del techo. (Ver plano en el Anexo 3).

Figura 2.4

Cuarto de bombas dentro de Estación Casa Bomba

2.1.5 Separación de instalaciones eléctricas de tanques separadores de hidrocarburos en subestación del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Según el PEMEX 2003 Articulo 8.1.14, en los tanques separadores de hidrocarburos instalados en el campo petrolero Gustavo Galindo Velasco en un área libremente ventilada se les considera rodeados por un área de la División 2, hasta una distancia de 3m de la superficie exterior del tanque y de los dispositivos de control e instrumentación como se ilustra en la figura No. 2.5

Cuando el tanque separador y los dispositivos de control e instrumentación, se instalan en un local cerrado con ventilación adecuada, se considera como área de la División 2 hasta la extensión limitada por el local cerrado, siempre que las válvulas de venteo, alivio o desfogue de gases o vapores inflamables tengan la salida fuera del área cerrada.

Cuando el tanque separador y los dispositivos de control e instrumentación, se instalan en un local cerrado con ventilación inadecuada, se considera como área de la División 1 hasta la extensión limitada por el área cerrada.

Figura 2.5

Tanques separadores de gases

2.2 Selección de los equipos eléctricos en el campus petrolero Gustavo Galindo Velasco.

Considerando que en el campo petrolero existen áreas peligrosas clase 1; división 1 y 2, se debe escoger los Transformadores con válvulas de presión, los que se encuentran instalados no lo poseen (INATRA).

Las lámparas en la casa bomba deben ser del tipo a prueba de explosión.

En la Estación de Casa Bomba existen cuatro lámparas que no son a prueba de explosión las cuales deben ser cambiadas, como se muestra en la figura 2.6.

Figura 2.6

Iluminación en cuarto de bombeo en

Estación Casa Bomba

2.3 Métodos de cableado y tipos de aislante de conductores.

En la zona 1 solamente se permiten los cables intrínsecamente seguros:

a) Cables tipos MI

b) Cables tipo MC

En la Zona 2 se permite usar los cables de la zona 1 (MI o MC)

En la Zona 1 “o” Clase 1, únicamente se permiten los siguientes métodos de cableado: Actualmente en el campo petrolero Gustavo Galindo Velasco se encuentra instalado cables tipo THW, se recomienda instalar cable tipo MI.

2.3.1 Ubicación de conductores en canalizaciones, soportes tipo charola (canaletas).

Según la NEC 2005 Articulo 318.5, los conductores de circuitos intrínsecamente seguros deben colocarse en canalizaciones, soportes tipo charola o cables con conductores que cumplan con las siguientes características:

a) Resistencia y rigidez. Los soportes tipo charola para cables deben tener resistencia y rigidez suficientes para que ofrezcan un soporte adecuado a todos los cables instalados en ellos.

b) Bordes lisos. Los soportes tipo charola para cables no deben tener bordes afilados, rebabas o salientes que puedan dañar las cubiertas o aislamientos de los cables.

c) Protección contra la corrosión. Los soportes tipo charola para cables deben ser de un material resistente a la corrosión o, si son de metal, deben estar adecuadamente protegidos contra la corrosión, como se indica en la Sección 300-6.

d) Rieles laterales. Los soportes tipo charola para cables deben tener rieles laterales u otros miembros estructurales equivalentes.

d) Accesorios. Los soportes tipo charola para cables deben incluir dispositivos o tener accesorios u otros medios adecuados para poder cambiar la dirección y elevación de los cables.

f) Soporte tipo charola de material no metálico para cables. Los soportes tipo charola de material no metálico para cables deben estar hechos de material retardante a la flama.

Figura 2.7

Cables dentro de canaletas

Figura 2.8

Cables en el exterior en canaletas y envolturas

Las barreras físicas tales como divisiones metálicas puestas a tierra, o de divisiones de aislamiento adecuadas, o ductos de alambrado de acceso restringido, separados de otros ductos por al menos 19mm (1,9cms), pueden ser utilizados para ayudar a asegurar la separación requerida del alambrado.

2.3.2 Conexión de puesta a tierra en áreas peligrosas (clasificadas).

a) Aparatos intrínsecamente seguros, aparatos asociados y canalizaciones. Deben ponerse a tierra, los aparatos intrínsecamente seguros, aparatos asociados, pantallas metálicas, envolventes y canalizaciones, si son metálicos.

b) Los electrodos de varilla o tubería deben cumplir las siguientes especificaciones básicas:

- Los electrodos de varilla y tubo no deben tener menos de 2,4m (8') de longitud, no deben tener un diámetro inferior a 19mm (6/8").
- Los electrodos de varilla de hierro o de acero deben tener su superficie exterior galvanizada o revestida de cualquier otro metal que los proteja contra la corrosión y como mínimo un diámetro de 16mm (5/8").

- Las varillas de acero inoxidable no inferiores a 16mm (5/8”) de diámetro, las de metales no ferrosos o sus equivalentes, deben estar aprobadas y tener un diámetro no inferior a 13mm (1/2”).
- El electrodo se debe instalar de modo que tenga en contacto con el suelo un mínimo de 2,4m (8´). Se debe clavar a una profundidad no inferior a 2,4 m excepto si se encuentra roca, en cuyo caso el electrodo se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45º con la vertical, o enterrar en una zanja que tenga como mínimo 800mm (80cms) de profundidad. El extremo superior del electrodo debe quedar a nivel del piso, excepto si el extremo superior del electrodo y la conexión con el conductor del electrodo de puesta a tierra estén protegidos contra daño físico.

c) Electrodos de placas. Los electrodos de placas deben tener en contacto con el suelo un mínimo de 0,2 m2 de superficie. Los electrodos de placas de hierro o de acero deben tener un espesor mínimo de 6,4mm (1/4”). Los electrodos de metales no ferrosos deben tener un espesor mínimo de 1,52mm (1/16”).

d) Electrodos de aluminio. No está permitido utilizar electrodos de aluminio.

- **Identificación.** Las etiquetas requeridas por esta Sección deben ser adecuadas para el ambiente donde se instalen, considerando la exposición a productos químicos y a la luz solar. Como se ve en la figura 2.8 Los cables no se encuentran identificados con etiquetas.

- **Canalizaciones.** Soportes tipo charola para cables, y el alambrado al descubierto para sistemas intrínsecamente seguros, deben identificarse con etiquetas permanentemente adheridas con la leyenda "Alambrado intrínsecamente seguro" o su equivalente. El espaciamiento entre las etiquetas no debe ser mayor a 7,5m. Se permite identificar los circuitos subterráneos, cuando estén accesibles tras emerger del suelo. No se encuentra identificados.

Cable con aislamiento mineral y cubierta metálica tipo MI.- Se recomienda el uso del cable MI en le campus petrolero Gustavo Galindo, ya es un cable ensamblado de fábrica de uno o más conductores aislados con un aislante

- de mineral refractario (oxido de magnesio) de alta compresión y encerrado en una cubierta metálica continua de cobre o de aleación de acero soportando altas temperaturas de 90 a 250 grados centígrados, hermético a los líquidos y a los gases. (Se utiliza el THW)

Figura 2.9

Cable MI de acuerdo a Normas NOM Art. 330 y

NFPA 70 Art. 695 y 700 para

Áreas Clase 1 División 1

Se permite usar cables tipo MI para lo siguiente:

(1) para acometidas, alimentadores y circuitos derivados

(2) para circuitos de fuerza, alumbrado, señalización y control

(3) en lugares secos, mojados o continuamente húmedos

(4) en interiores y exteriores

(5) expuestos u ocultos

(6) embebidos en aplanados, concreto, rellenos u otros materiales de mampostería, ya sea sobre o bajo la superficie

(7) en cualquier área peligrosa (clasificada); (estaciones de gasolina, petroleras, refinerías, túneles - minas, industrias químicas, hospitales, cines, hoteles)

(8) expuestos a aceite o gasolina;

(9) expuestos a condiciones corrosivas que no deterioren su recubrimiento;

(10) en tramos subterráneos, adecuadamente protegidos contra daño físico y contra la corrosión.

En los terminales de cables tipo MI, inmediatamente después de quitar el recubrimiento debe aplicarse un sello para evitar la entrada de humedad en el aislamiento. Los conductores que sobresalgan del recubrimiento deben cubrirse individualmente con un material aislante.

Cuando se instalen conductores que lleven c.a. en canalizaciones o en envolventes metálicas, dichos conductores deben disponerse de tal manera que no se produzca calentamiento por inducción en los metales que lo rodean. Para minimizar este efecto, todos los conductores de fase, el conductor puesto a tierra y los conductores de puesta a tierra del equipo, cuando se usen, deben ir juntos en la misma canalización.

Cuando un solo conductor que transporte corriente alterna pase a través de un metal con propiedades magnéticas, se debe reducir a un mínimo el efecto inductivo por los medios siguientes:

a) Cortando ranuras en el metal entre los orificios individuales a través de los cuales pasen los conductores individuales.

b) Pasando todos los conductores del circuito a través de una pared aislante con espacio suficiente para alojar a los mismos.

En el caso de circuitos que alimentan sistemas de alumbrado por descarga eléctrica o vacío, anuncios eléctricos o aparatos de rayos X, las corrientes eléctricas en los conductores son tan pequeñas que el efecto de calentamiento inductivo puede ignorarse cuando dichos conductores se instalen en envolventes metálicas o pasen a través de metal.

Debido a que el aluminio es un material no magnético no hay calentamiento debido a histéresis, pero sí hay corriente eléctrica inducida. Esta corriente eléctrica no se considera de suficiente magnitud como para necesitar el agrupamiento de conductores o tratamientos especiales cuando los conductores pasen a través de paredes de aluminio. **(NOM 2005 Art. 330)**

2.3.3 Sellados de tubo y cable.

Los cables y tubo (conduit) deben sellarse para reducir al mínimo el paso de gases, vapores y polvos e impedir el paso de llamas de una parte de la instalación eléctrica a otra a través del tubo (conduit). Tales sellos no requieren ser a prueba de explosión o a prueba de flama. Se puede obviar los sellos para envolventes que contengan únicamente aparatos intrínsecamente seguros.

El paso de vapores a través del cable tipo MI se evita en forma inherente gracias a su construcción. Los sellos de tubo (conduit) y cables no están diseñados para impedir el paso de líquidos, gases o vapores bajo una presión diferencial continua a través del sello. Aunque haya diferencias de presión a través del sello equivalente a algunos kPa, puede existir un paso lento de gas o vapor a través del sello y a través de los conductores que atraviesan el sello.

Las temperaturas extremas y los líquidos y vapores, altamente corrosivos pueden afectar la eficacia de los sellos para cumplir la función asignada.

Las fugas de gas o vapor y la propagación de llamas pueden ocurrir a través de los intersticios entre los hilos de los conductores trenzados de tamaño nominal no-mayores a 33,6 mm2 (2 AWG). Los conductores de construcciones especiales, por ejemplo, de hilos compactados o el sellado individual de los hilos, es el medio para reducir las fugas y evitar la propagación de la flama.

(1) Sellos en cada tramo de tubo (conduit) que entra en una envolvente a prueba de explosión en donde:
(a) dicha envolvente contenga aparatos tales como desconectador, interruptores automáticos, fusibles, relevadores o resistencias que puedan producir arcos

eléctricos, chispas o altas temperaturas que se consideren como una fuente de ignición en condiciones normales de funcionamiento. Debe considerarse como alta temperatura cualquiera que exceda el 80% de la temperatura de autoignición en grados Celsius, del gas o vapor presente; o

(b) la entrada tenga un tamaño de 50mm (5cms) o más y el envolvente contenga terminales, empalmes o derivaciones. Se puede exceptuar lo anteriormente cuando el tubo (conduit) entra en un envolvente en donde los desconectadores, interruptores automáticos, fusibles, relevadores o las resistencias están:

a. Encerrados dentro de una cámara sellada herméticamente contra la entrada de gases o vapores;

b. Sumergidos en aceite.

c. Encerrados en una cámara a prueba de explosión sellada de fábrica en una envolvente aprobada para el área, y marcado como “sellado de fábrica” o su equivalente.

Los sellos de tubo (conduit) deben instalarse a una distancia máxima de 450mm (45cms) del envolvente. Entre el accesorio de sellado y el envolvente a prueba de explosión sólo se permite uniones a prueba de explosión, coples, reductores, codos, codos con casquillo y cajas de paso similares a los tipos en L, en T y en cruz que no sean más grandes que el tamaño comercial del tubo (conduit).

(2) Sellos en cada entrada de tubo (conduit) en un envolvente presurizado, en donde el tubo (conduit) no está presurizado como parte del sistema de protección. Los sellos de tubo (conduit) deben instalarse a una distancia no mayor de 450mm (45cms) del envolvente presurizado.

La instalación del sello lo más cerca posible del envolvente reduce problemas con el purgado del espacio de aire muerto en el tubo (conduit) presurizado.

(3) Sellos en cada tramo de tubo (conduit) que sale de un área peligrosa Clase I, División 1, se permite colocar el sello en cualquier lado del límite de dicha área, a no más de 3mts del límite, pero debe estar diseñado e instalado de tal forma que minimice la cantidad gas o vapor que pueda entrar al tubo (conduit) dentro del área.

División 1, y se comunique por el tubo (conduit) más allá del sello. En el tramo comprendido entre el sello del tubo (conduit) y el punto en el que el tubo (conduit) sale de la área peligrosa Clase I, División 1, no debe haber uniones, coples, caja o accesorio en el tubo (conduit), excepto las reducciones aprobadas a prueba de explosión en el sello del tubo (conduit).

Se permite exceptuar los sellos cuando un tubo (conduit) metálico que pase a través de un área Clase I, División 1, sin uniones, acoplamientos, cajas o accesorios, sin accesorios a menos de 300mm (30cms) de cada límite, no necesita estar sellado, siempre que los puntos de terminación del tubo (conduit) continuo estén en áreas no clasificadas.

COMPUESTO SELLADOR El compuesto sellador debe estar aprobado para ese uso y debe proveer un sellado hermético contra el paso de gases o vapores. El compuesto no debe alterarse por la atmósfera o por los líquidos que lo rodean y no debe tener un punto de fusión menor de 90°C.

El espesor del compuesto sellador terminado no debe ser menor al diámetro del accesorio sellador y, en ningún caso, menor de 15mm (1,5cms).

Se puede exceptuar el espesor mínimo del sello cuando los accesorios aprobados para el sello de cables no requieren tener un espesor mínimo igual al diámetro del accesorio sellador.

Sellos en empalmes y derivaciones. No se permiten empalmes o derivaciones en los accesorios destinados sólo a sellar con compuesto sellador, ni se debe poner compuesto sellador en ningún accesorio en el cual se hagan empalmes o derivaciones.

Porcentaje de ocupación de cables dentro de los sellos en tubos conduit. El área de la sección transversal de los conductores permitidos en un sello, no debe exceder del 25% del área de la sección transversal interior del tubo (conduit) del mismo tamaño nominal a menos que sea específicamente aprobado para porcientos de ocupación mayores.

Sellado de cables en áreas Clase I, División 1. El sellado de cables debe ser localizado como se indica a continuación:

1) El cable debe ser sellado en todas sus terminales. Los cables multiconductores tipo MC con cubierta continúa de aluminio corrugado hermético a gas y a vapor y cubierta exterior de material polimérico adecuado, deben ser sellados con un accesorio aprobado después de ser removida la cubierta y cualquier otro recubrimiento, a fin de que el compuesto sellador rodee cada conductor individualmente aislado, de tal manera que minimice el paso de gases y vapores.

2) Los cables con cubierta hermética a gas y a vapor, capaz de transmitir gases o vapores a través del núcleo del cable, se deben sellar en el área peligrosa División 1, después de retirar la cubierta y cualquier otro recubrimiento de manera que el compuesto sellador cubra a cada conductor individual, así como a la cubierta exterior del conjunto.

3) Cada cable multiconductor en tubo (conduit) debe ser considerado como un conductor sencillo si el cable es incapaz de transmitir gases o vapores a través del núcleo del cable. Estos cables deben sellarse de acuerdo con lo indicado en el inciso (1) anterior. **(NOM. Art. 504-70).**

Los accesorios del sellado deben ser accesibles.
Los sellos no requieren ser a prueba de explosión.
La masilla para el sellado eléctrico es un método de sellado.

Se hace mención de normas básicas de la ductería por donde pasa el cable primeramente. Todo tubo (conduit) roscado, deben llevar rosca cónica NPT hecha con una máquina de roscar que proporcione una rosca con una conicidad de 1 a 16 (0,625 mm por cada centímetro). O lo mismo (¾” pulgada por pie) (1° 47´). (NFPA70E Art. 440.4 inciso B).

La conexión más conocida y ampliamente utilizada donde la rosca de tubería provee tanto unión mecánica como sello hidráulico es la Rosca de Tubería Cónica Nacional Americana, o NPT. La rosca NPT tiene una rosca cónica macho y hembra que sella con cinta de Teflón o un compuesto para unir.

Tamaños de Roscas. Los tamaños de las roscas se basan en el diámetro interno (ID) y en la densidad de hilos por pulgada. Por ejemplo, “1/2–14 NPT” determina una rosca de tubería con un diámetro interno nominal de 1/2 pulgada y 14 hilos en una pulgada, hecha de acuerdo al estándar de la norma NPT. Si las letras “LH” se añaden, la tubería tiene una rosca izquierda (Por sus siglas en inglés). Las formas de roscas de tubería más conocidas a nivel mundial son:

NPT American Standard Pipe Taper Thread
NPSC American Standard Straight Coupling Pipe Thread
NPTR American Standard Taper Railing Pipe Thread
BSPP British Standard Pipe Thread Parallel
BSPT British Standard Pipe Thread Tapered

Un sinnúmero de variaciones de la rosca NPT han sido introducidas para solucionar el problema de fuga en espiral y son ahora conocidas como roscas de sello en seco (Dryseal en inglés). La más conocida es el NPTF (F para Combustible

Fuel por su sigla en inglés). Con este diseño de rosca, hay control sobre las crestas y las raíces tanto del macho como de la hembra al asegurar el desplazamiento y deformación de la cresta en la raíz del hilo respectivo. El encajamiento entre la cresta de un hilo y la raíz de otro, además de los flancos que concuerdan, crea un sello en contra de la fuga en espiral.

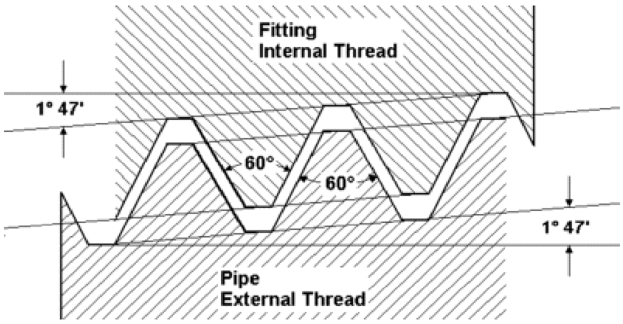


Figura 2.10

Macho NPTF apretado a mano en una hembra NPTF

La figura muestra un macho NPTF apretado a mano en una hembra NPTF. Se puede ver que las crestas tanto del macho como de la hembra entran en contacto con la raíz antes que los flancos de la rosca se encuentren. Aunque estas roscas se consideran de sello en seco (Dryseal), agregar un líquido o cinta de Teflón es recomendado en el proceso de ensamble. El Teflón actúa como un lubricante que previene el irritamiento del material cuando se unen las dos roscas y además llena los vacíos que puedan causar fugas.

Uniones roscables y prensaestopas

El tubo (conduit) debe apretarse herméticamente para evitar la producción de chispas en caso de que una corriente eléctrica de falla fluya por el sistema de canalización y, donde sea aplicable, asegurar la integridad del sistema de canalización en caso de explosión o de ignición de polvo.

Para los equipos provistos con rosca métrica, tal entrada debe identificarse como métrica o utilizar adaptadores compatibles aprobados para permitir la conexión con tubo (conduit) con roscado NPT.

Se permite usar tubo (conduit) rígido no metálico, cuando esté encofrado en concreto con espesor de 50mm (5cms), y con una cobertura mínima de 600mm (60cms) medida desde la parte superior del conduit hasta el nivel del suelo.

Prensaestopa

Prensa estopa o prensa cable es un dispositivo diseñado para adherir y asegurar el extremo de un cable al equipo por medios apropiados para el tipo y descripción de cable para el cual se diseñó, incluyendo la medida para realizar la conexión eléctrica al blindaje o trenzado o cubierta de plomo o aluminio del cable, si la tuviera. A fin de cumplir el requerimiento de conductividad eléctrica, los prensa estopas deben estar elaborados de metal, preferiblemente de bronce.

Para el blindaje de aluminio, la Prensa estopa también debe ser de Aluminio o alguna de sus aleaciones debido a que el Bronce y el Aluminio son incompatibles. De este modo, el contacto de los dos metales puede llevar a la formación de corrosión en esa unión. Por ese motivo, se deben tomar medidas contra la corrosión cuando se ajustan prensa estopas de Bronce en cubiertas de aluminio. En ciertas aplicaciones, por ejemplo en atmósferas cargadas de Amonio, es necesario fabricar prensa estopas de acero o hierro colado. Esto es posible, pero en los casos generales ello se evitará por razones económicas. Desde el punto de vista de la construcción de la prensa estopa, los instaladores del sistema tienen que tomar en cuenta tres factores importantes:

1. La forma y tamaño de la rosca de entrada
2. Los anillos de sellado que hacen contacto con las cubiertas interior y exterior del cable
3. La sujeción del blindaje (tipo y ubicación de la abrazadera).

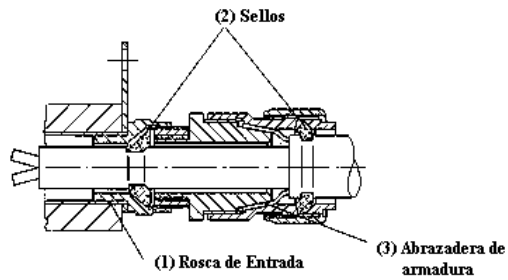


Figura 2.11

Principios de construcción de prensaestopas

El tamaño de una prensa estopa para un uso particular se determinará por los diámetros de la cubierta del cable. En este respecto, la presión, la tolerancia y reacción del cable son factores importantes para los anillos de sellado de neopreno si se busca lograr una característica hermética ante el polvo y la humedad en los puntos de sellado. El sellado de las cubiertas interior y exterior queda a criterio del instalador. El sellado doble garantiza una óptima protección pero aumenta considerablemente los costos. Para completar adecuadamente el sellado de la entrada del cable, la entrada con rosca de la prensa estopa también debe estar provisto de un anillo de sellado de modo que todo el montaje ofrezca un grado elevado de protección. Se puede lograr protección adicional por medio de la aplicación de una chaqueta de PVC o Neopreno sobre la instalación acabada. (Ver Anexo 3).

Las entradas de cable en tales cubiertas que, principalmente, poseen un grado de protección IP 54 (contra polvos y goteos directo de agua en todas direcciones), pueden realizarse de modo satisfactorio con prensaestopas de compresión industrial estándar, aunque los del tipo de plástico moldeado deben resistir la prueba de impacto 7 Nm. Esta resistencia al impacto no presenta dudas con casquillos elaborados de metal y el grado de protección será asimismo proporcionado por cualquier prensaestopas que sea sellada sobre la cubierta interna o externa del cable. Si el grado de protección tiene que ser mayor, por ejemplo IP 65 (contra polvo-suciedad, chorro directo de agua – lluvia), entonces se debe sellar la rosca de entrada (Ver Anexo 3).

Cuando los cables con blindaje de metal tienen terminación dentro de cajas de metal, se garantiza el mantenimiento de la continuidad eléctrica. No obstante, cuando se emplean cajas de plástico moldeado, la adecuada continuidad de las conexiones eléctricas del sistema interno de conexión a tierra y el de los otros aparatos y cajas interconectados puede presentar problemas con los cables armados. (En las técnicas tradicionales europeas de instalación, en la que se utilizan cables sin blindaje de alta resistencia, los cables contienen un conductor separado para la continuidad de tierra que termina en el borne de tierra dentro de la caja, evitando así este problema. Los operadores no desean pasar por alto las ventajas de las cajas de plástico moldeado, especialmente en sitios de alto riesgo, y el problema ha sido resuelto de diversas formas. En el tipo de cajas con tapas laterales, la tapa lateral de plástico puede ser reemplazada por una tapa lateral de metal, de modo que la prensa estopa puede ser atornillada en una entrada roscada preparada. La figura 2.12 muestra este método.

Figura 2.12

Cajas para atornillar la prensa estopa

Se definen las envolturas "antideflagrantes" como aquellas en las cuales una posible explosión de una mezcla de gas/aire dentro de la envoltura no provocará la ignición de una atmósfera explosiva circundante. Esto significa que cualquier ruta posible para el gas que conduzca del interior al exterior debe tener "brechas antideflagrantes" que eviten el paso de llamas o gases calientes. Si un cable entra directamente en una sección antideflagrante de la cubierta, el instalador debe asegurarse de que se cumpla la definición anteriormente especificada cuando se culmine la instalación. Este requerimiento implica una gran responsabilidad para el planificador del sistema, con respecto a la selección del cable y los accesorios de terminación, y para el instalador en cuanto a la calidad del trabajo. En la selección de la terminación de cables, además de los parámetros descritos con anterioridad, resulta de primera importancia que el sello interno de Neopreno esté cuidadosamente ajustado a la cubierta interna del cable, ya que este sello debe garantizar el nivel de protección antideflagrante (ver Figura 2.13).

Figura 2.13

Prensa estopa antideflagrante serie E1FK

Después que se ha determinado la calidad de la protección requerida contra el polvo y la humedad, se debe escoger el método de asegurar el blindaje. En este punto, los fabricantes suministran rangos de tolerancias que deben cumplirse cuidadosamente si se busca garantizar la función de continuidad eléctrica del blindaje. El tamaño de la rosca de entrada se determina, en principio, por el diámetro externo del cable y ello debe indicarse en la solicitud de equipos. Además, el tipo de rosca es opcional y, al igual que el tamaño, tiene que acoplarse al equipo en cuestión. Para los fabricantes británicos de Prensa estopas, las roscas ISO métricas con separación de 1,5mm son estándar, pero en general hay disponibles las roscas, Imperial (roscas de tubos Whitworth o eléctricas británicas), o NPT ahusadas ("national pipe threads", roscas de tubo nacional). Para aplicaciones "industriales"; la longitud de la rosca es 10mm (1 cm) para los diámetros de rosca de hasta 32mm (1 ¼"), la longitud de la rosca es de 16mm para los diámetros de rosca hasta de 40mm (1 ½") y 50mm (2"), y la longitud de la rosca es de 19mm (1,9cms) para los diámetros de 63mm (2 ½") y 75mm (3"). Para prensa estopas "antideflagrantes" para cubiertas con protección contra explosiones Ex d, la longitud de la rosca es 15mm en todo el rango.

La calidad del material del sello debe cumplir altos requerimientos en términos de, por ejemplo, el envejecimiento y resistencia de temperatura, propiedades del sellado ante el polvo y la humedad, al igual que cumplir una prueba de presión a 10 bares en intervalos específicos de pruebas. No obstante, de manera fundamental la construcción de prensa estopas antideflagrantes no difiere del diseño industrial estándar.

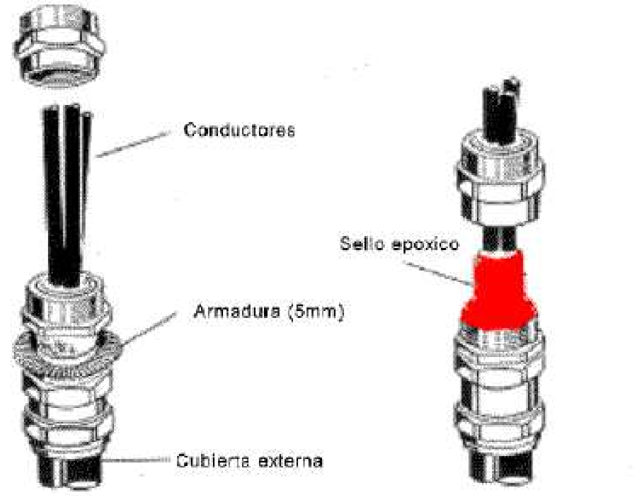


Figura 2.14

Entrada de cables antideflagrante serie E1FW-PROTEX

En esta serie, se debe eliminar la cubierta exterior, además de cualquier relleno entre los conductores. Se deben limpiar los núcleos con un solvente adecuado de manera que la masilla logre una adhesión efectiva y permita lograr un sellado confiable de la cámara Ex d. Este método de instalación de cables es tedioso pero necesario si la calidad de la cubierta externa no resulta suficiente para cumplir los requerimientos de la unión antideflagrante. Además, es el método utilizado en países como Estados Unidos, donde el diseño de los cables multiconductores no se adapta al sistema de prensa estopas. La entrada directa de cables y conductores en cámaras antideflagrantes, con el uso de los accesorios adecuados, es un método de terminación autorizado de acuerdo con el Código Eléctrico Nacional en USA. (Ver Tabla 1 y 2 de Anexo 3)

2.4 Equipos a prueba de explosión.

Son equipos, motores, aparatos, cajas estancas, encerrados en una envolvente capaz de soportar una explosión que pueda ocurrir en su interior, y de prevenir la ignición de un gas o vapor específico que rodee la envolvente, por chispas o explosión del gas o vapor del interior de la envolvente y capaz de funcionar a una temperatura exterior tal que la atmósfera inflamable que le rodea no pueda ser incendiada por su causa.

Estos equipos que puedan entrar en contacto con atmósferas explosivas no deberán alcanzar temperaturas mayores que el 80% de la temperatura de ignición de los gases o vapores envolventes. Incluso bajo condiciones de fallas de operación muy poco frecuentes, ninguna condición deberá provocar la formación de chispas originadas por la fricción, impacto o trituración. Tampoco deberán producirse descargas electrostáticas que puedan provocar chispas bajo las condiciones de fallas de operación muy poco frecuentes.

La radiación de longitudes de ondas ópticas tampoco deberá provocar ignición. Esta condición se logra con densidades de radiación < 1 mW/mm2.

Existen varios tipos de cajas estancas están los metálicos

Pueden aplicarse tres métodos para realizar instalaciones eléctricas seguras en áreas clasificadas. Dos de ellas son soluciones mecánicas y la última envuelve la aplicación de sistemas SI. los métodos incluyen:

1. Cajas a prueba de explosión: Ellas están diseñadas para cumplir con los requerimientos de seguridad conteniendo, controlando, enfriando y ventilando cualquier posible explosión. Las mismas son típicamente utilizadas en luminarias, motores y equipos de desconexión, son buenas para disipar calor, pero son grandes, pesadas, engorrosas y costosas.

2. Cajas y cuartos presurizados (purgados): este método crea un ambiente dentro de un cerramiento en donde pueden utilizarse cajas y métodos de cableado estándares. El cerramiento toma aire de un área segura para alcanzar una sobre presión con aire seguro. Este método es típicamente utilizado en cuartos de control con equipos de computación o con motores o controladores especiales.

3. Sistemas de seguridad intrínseca: Al contrario de las dos anteriores, este método limita la energía térmica y eléctrica al área peligrosa para prevenir su ignición. Los usos típicos incluyen instrumentación, sensores y control, monitoreo de velocidad y posición, e indicadores. Los sistemas de seguridad intrínseca utilizan cajas estándares, eliminando la necesidad del sellado de cables y tubería a prueba de explosión, puede ser operado y probado con alimentación y en general son muy flexibles para su uso en áreas peligrosas.

2.5 Clases de Luminarias

Para todas aquellas aplicaciones donde se requiera protección para áreas clasificadas, se debe instalar luminarias que posean protección contra explosiones, existen varias clases de luminarias.

- De vapor de sodio alta presión a prueba de explosión de 70 y 100W, las cuales están encerradas en un recipiente metálico de preferencia de aluminio sin cobre con acabados y revestimiento epóxido de alta resistencia a la corrosión, caja totalmente estanco con globos estriados prismáticos resistentes al calor y golpes y con protectores adicionales.

- De vapor de mercurio a prueba de explosión de 100W, las cuales están encerradas en un recipiente metálico de preferencia de aluminio sin cobre con acabados y revestimiento epóxido de alta resistencia a la corrosión, caja totalmente estanco con globos estriados prismáticos resistentes al calor y golpes y con protectores adicionales. Los globos son estriados para disminuir el resplandor, y de estructura prismática para optimizar el control de la iluminación.

- Luminarias fluorescentes a prueba de explosión.

Entre algunas de sus aplicaciones típicas podemos encontrar:

- Drenajes.
- Tratamiento de aguas.
- Piscinas de digestión.
- Estaciones de Bombeo.
- Instalaciones Marinas.
- Plataformas marinas de Petróleo y Gas.

2.6 Equipos de señalización y medición en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Los equipos de señalización y control deben ser de bajo consumo e irradiación de potencia menor a 1mW/mm2, y la temperatura de su superficie exterior no deben exceder el 80% de la temperatura de ignición de los gases que lo rodean.

Los sensores e interruptores de proximidad a menudo deben ubicarse en áreas potencialmente peligrosas; áreas con atmósferas que contienen gases, vapores, polvos o fibras combustibles que al entrar en contacto con una chispa de un equipo eléctrico pueden explotar. Los sensores de proximidad que pueden operar de manera segura en dichos ambientes (por ejemplo, sin chispas y desencadenamiento de explosiones) deben ser intrínsecamente seguros (IS).

Adicionalmente, los productos con aislamiento pueden diseñar controladores que trabajen con LED's e interruptores a determinados voltajes, corrientes, inductancia y capacitancia. Los usuarios pueden entonces combinar los equipos de proximidad con los amplificadores aislados, solenoides e interruptores en un simple sistema aprobado por identidad.

Estos equipos pueden incluir un sistema de lógica tan sencilla como un interruptor para seleccionar salidas normalmente abiertas o cerradas, o un punto de operación (mínimo o máximo) programable para unas entradas analógicas. Una función lógica común es la detección de circuitos abiertos o en corto para el cableado de seguridad intrínseca. Si un error es detectado en los circuitos de entrada, un transistor o relé de alarma será activado.

Figura 2.15

Sensor de nivel en los tanques de almacenamiento de crudo Estación Casa Bomba

CAPITULO 3

PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ÁREAS PELIGROSAS EN EL CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO.

3.1 Generalidades.

Nos basaremos en los principios básicos del NFPA70 y OSHA de los EEUU (Occupational Safety and Health Administration similar al Ministerio de Trabajo y de la Seguridad Social de todo el mundo).

3.2 Prevención de arcos eléctricos en instalaciones del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Según el OSHA debemos tener en cuenta lo siguiente durante la creación de un programa de prevención contra la formación de arcos eléctricos:

El trabajador mismo en el campo petrolero Gustavo Galindo debe ser un elemento clave del programa de seguridad. El electricista debe estar calificado para llevar a cabo el trabajo que le ordenan realizar. La norma 70E de NFPA (2-1.1.2) dice: "Sólo se permitirá que las personas calificadas trabajen en los conductores

1. o parte de circuitos eléctricos que han sido puestos en una condición de trabajo eléctricamente segura." Es decir que el trabajador posea suficiente conocimiento y capacitación para desarrollar la actividad, porque un poco de conocimiento es algo peligroso.

2. Prácticas de trabajo: Es evidente que el empleador no desea poner en riesgo a sus empleados. Es muy importante minimizar los peligros potenciales a los que su personal se ve expuesto. Se deben establecer una serie de procedimientos o reglas de trabajo que los electricistas deben acatar. Los siguientes son algunos ejemplos:

- Trabajo en sistemas des-energizados
- Utilización de equipamiento de seguridad (herramientas aisladas, pértigas, etc)
- Implementación de Programas de Candado - Etiqueta

Evaluación del peligro: La NFPA 70E exige que todos los empleados que trabajan con electricidad realicen una evaluación del peligro de cualquier labor que implique más de 50 voltios, en donde haya posibilidades de un incidente con arco eléctrico. El objetivo de esta evaluación es establecer el nivel de peligro al que

3. se encuentra expuesto el empleado mientras realiza su labor. Como resultado de este análisis, el empleador podrá proveer a sus empleados un EPP (Equipo de Protección Personal) con el nivel de protección adecuada. Se deben incluir los siguientes elementos:

- Amperaje
- Voltaje
- Abertura del arco
- Distancia del trabajador a la fuente del arco
- Duración del arco basada en ciclos (del interruptor, fusible, etc.)
- Configuración del sistema (arco en caja o abierto)

4. Para el cálculo del Arco Eléctrico de acuerdo al libro de Ralph Lee junio 1982. “El Otro Peligro Eléctrico: Quemaduras por Ráfagas de Arco Eléctrico”. Los amperios de cortocircuito simétrico de una falla trifásica sólida en los terminales del transformador se calculan con la fórmula:

$$Isc = \{ [MVA(base)x10^{6}] / [1,732*V] \} \quad x \quad \{ 100 / \%Z \}$$

(corriente de corto circuito en Amperios)

Isc = en Amperios

MVA(base) = MVA nominales del transformador

V = Voltios del transformador

%Z = se basa en los MVA del transformador

El valor de la máxima potencia en MW de un arco trifásico se lo puede calcular de la siguiente formula:

P = [maximum bolted fault in MVA (bf)] x 0,707^2

$P = 1{,}732 \times V \times Isc \times (10^{-6}) \times 0{,}707^{2}$

$P = \{[1{,}732 \times V \times Isc] / [10^{6}]\} \times \{0{,}707^{2}\}$ (Máxima Potencia en MW)

La distancia de la frontera de protección contra arco se lo calcula de la siguiente manera:

$Dc = [2{,}65 \times MVA\ (bf) \times t]^{1/2}$

$Dc = \{2{,}65 \times \{[1{,}732 \times V \times Isc] / [10^{6}]\} \times t\}^{1/2}$ (distancia en pies)

$Dc = [53 \times MVA \times t]^{1/2}$ (distancia en pies)

Dc = distancia en pies, de la persona a la fuente del arco eléctrico para que solo se perjudique con una quemadura curable de segundo grado (pe) a menos de 80 grados centígrados o 176°F (grados Fahrenheit)

MVA (bf) = MVA de falla sólida en el punto correspondiente usar Isc (corriente de cortocircuito)

MVA = MVA nominal del transformador. Para transformadores con valores nominales de MVA menores de 0,75 MVA, multiplicar los MVA nominales del transformador por 1,25.

t = Tiempo de exposición del arco en segundo.

El tiempo de limpieza o despeje para un fusible limitador de corriente es aproximadamente ¼ de ciclo o 0,004 segundos.

El tiempo de limpieza o despeje de un interruptor automático de 5KV y 15KV es aproximadamente 0,1 segundos o 6 ciclos.

El tiempo del interruptor se lo desglosa en dos partes pues tiene el relé que también tiene un tiempo de operación, por lo cual se lo puede desglosar de la siguiente manera: Tiempo real del interruptor (aproximadamente 2 ciclos), más el tiempo de operación del relé de aproximadamente 1,74 ciclos, mas un margen de seguridad de dos ciclos, que da un tiempo total de aproximadamente de seis ciclos.

3.2.1 Calculo de la energía incidente en cal/cm2 para el arco eléctrico abierto al aire libre para tensiones menores a 600v. en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Para el campo petrolero Gustavo Galindo vamos a encontrar la energía incidente del arco eléctrico al aire libre para ello utilizaremos la siguiente fórmula se puede utilizar para predecir la energía incidente producida por un arco trifásico en sistemas eléctricos con valores nominales de 600 voltios e inferiores, los parámetros que necesitan conocerse son:

1. La máxima corriente de cortocircuito de una falla trifásica sólida en el equipo.

2. El mas bajo nivel de falla con la cual el arco eléctrico se **autosostiene se acepta como mínimo nivel para sostener una falla de arco el 38% de la posible corriente de falla de cortocircuito trifásico sólido Isc (38%).** La más alta exposición de energía incidente y por consiguiente gravedad de las quemaduras puede ocurrir en estos niveles más bajos donde el dispositivo de sobre-corriente puede recurrir segundos o minutos en abrir o despejar la falla.

3. El tiempo total de limpieza del dispositivo de protección (aguas arriba de la localización del posible arco) a la máxima corriente de cortocircuito y al mínimo nivel de falla en el cual el arco se autosostendrá.

4. La distancia en pulgadas del trabajador al arco potencial para la tarea que se va a realizar.

EMA = 5271DA^$^{(-1,9593)}$ tA [0,0016F^^{2} – 0,0076F + 0,8938]

de donde:

EMA = Máxima energía incidente del arco abierto en cal/cm2.

1 cal = 4,186 Joules 1 Joule = 0,2389 calorías

DA = Distancia a los electrodos del arco en pulgadas, para distancia de 18pulgadas y mayores.

tA = Duración del arco en segundos.

F = Corriente de cortocircuito de falla sólida en KA (kiloamperios) para el rango de 16 a 50 KA.

3.2.2 Calculo de la energía incidente en cal/cm2 dentro de una caja, abierta en uno de sus extremos (como centro de control de motores, tableros) en tensiones inferiores a 600v. En el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

La energía incidente para un arco eléctrico en una caja cúbica de 20pulgadas de cada lado y abierta en un extremo esta dada por la siguiente ecuación:

$$\mathbf{EMB = 1038{,}7DB\hat{}^{(-1{,}4738)}\, tA\, [\, 0{,}0093F\hat{}^{2} - 0{,}3453F + 5{,}9675]}$$

De donde:

EMB = Máxima energía incidente en caja cúbica de 20 pulgadas en cal/cm2.

1 cal = 4,186 Joules   1 Joule = 0,2389 calorías

DB = Distancia a los electrodos del arco en pulgadas, para distancia de 18pulgadas y mayores.

tA = Duración del arco en segundos.

F = Corriente de cortocircuito de falla sólida en KA (kiloamperios) para el rango de 16 a 50 KA

3.2.3 Calculo de la energía incidente en cal/cm2 para tensiones superiores a 600v.

La siguiente ecuación se puede utilizar para estimar la energía incidente producida por un arco trifásico abierto para tensiones superiores a 600V.

$E = [\ 793 \times F \times V \times tA\ ]\ /\ [\ D^{\wedge 2}\ ]$

De donde:

E = Energía incidente en cal/cm2.

1 cal = 4,186 Joules 1 Joule = 0,2389 calorías

F = Corriente de falla de cortocircuito sólido en KA (kiloamperios).

V = Tensión de fase a fase del sistema en kilovoltios (KV).

tA = Duración del arco en segundos.

D = Distancia a la fuente del arco en pulgadas.

3.3 Selección de equipos de protección en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Para los Transformadores Inatra les falta instalar una válvula para poder tomar muestras de aceite. Lo cual se considera un equipo indispensable para no interrumpir el suministro de energía.

A los transformadores INATRA les hace falta instalar un canal de drenaje para un posible derrame de aceite que lo recoja y lo deposite en una cisterna de 1 m 3, tal como indica los anexos en el plano IE/02

Se debe escoger lámparas a prueba de explosión de sodio de 70W para la casa bomba.

Se necesita un equipo de protección en la acometida de la subestación de 400KVA el equipo es un pararrayos 10KV para ambiente salino (5005) para la subestación eléctrica. Ya que en los actuales momentos no posee protección contra fenómenos atmosféricos. Ver Figura 3.1.

Figura 3.1

Falta de equipo de protección

en la acometida de la Subestación 400KVA

Como se puede ver claramente no existe pararrayos en la esquina izquierda, y no se encuentra conectado a tierra lo cual es un grave problema eléctrico.

CAPITULO 4

VALORIZACIÓN DE RIESGOS ELÉCTRICOS EN EL CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO.

4.1 Métodos para el análisis de riesgos

Para estos análisis de riesgos, se han tomado en cuenta métodos basados en estudios de las instalaciones y procesos mas estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo.

- Lista de Chequeos (Check-list).
- ¿Qué pasa si? (What if?)
- Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE)

4.2 Análisis de riesgo a través del método: LISTA DE CHEQUEO (CHECK-LIST).

La lista de chequeo o check-lists, permiten realizar un registro sistemático de los factores de riesgo asociados a este tipo de tareas presentes en el puesto de trabajo. Algunos de estos cuestionarios incluso se han orientado hacia el estudio de puestos de trabajo concretos, de las funciones operacionales de los equipos, mantenimiento de seguridad y correctivos. Sin embargo la mayoría de ellos, por no decir todos, presentan el "inconveniente" de que no permiten obtener un valor representativo del riesgo asociado al lugar de trabajo o equipos, ya que permiten la identificación de los factores de riesgo, pero no su cuantificación.

En la **Tabla 4.1** podemos observar el formato del Check-list para el análisis de los lugares seleccionados, con las siguientes características:

- **Datos de cabecera:**

Deben ser llenados cada uno de los campos presentados: nombre del lugar donde se realiza el análisis, nombre de la empresa, número de ficha, fecha, nombre de la persona quien elabora el análisis, departamento responsable.

- **Columna 1: ITEM**

Se enumera cada una de los chequeos que se está analizando.

- **Columna 2: CONDICION**

Se describe el factor de riesgo que se está analizando.

- **Columna 3: CALIFICACION**

En esta parte se califica el factor con un SI o NO, dependiendo si cumple las disposiciones o normas de seguridad y eléctricas establecidas.

- **Columna 4: OBSERVACIONES**

Se colocará una observación indicando las fallas que presenta dicho equipo o sistema por lo que incumple las normas establecidas.

En la parte inferior del formato podemos observar que existe una tabla con el RESULTADO DE LA VALORIZACION, donde podemos calificar la misma en cuatro niveles: Muy deficiente, Deficiente, Mejorable y Correcta.

Método de Análisis de Riesgo
LISTA DE CHEQUEO

FICHA Nº		NOMBRE DEL LUGAR DONDE SE REALIZA EL ANALISIS		
FECHA		NOMBRE DE LA EMPRESA :		
ELABORADO POR	NOMBRE DE LA PERSONA QUIEN ELABORO LA FICHA	DEPARTAMENTO RESPONSABLE :		
ITEM	**CONDICION**	**CALIFICACION**		**OBSERVACIONES**
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				

RESULTADO DE LA VALORIZACION			
MUY DEFICIENTE	DEFICIENTE	MEJORABLE	CORRECTA

CALIFICACIONES	
NO	SI

Tabla 4.1

Método de Análisis de Riesgos: Lista de chequeo

4.3 Análisis de riesgo a través del método: ¿Qué pasa si...? (¿WHAT IF…?).

Consiste en el planteamiento de las posibles desviaciones en el diseño, modificaciones y operación de una determinada instalación industrial o eléctrica, utilizando la pregunta que da origen al nombre del procedimiento: "¿Qué pasaría si...?".

Se puede aplicar a cualquier instalación o área o proceso: instrumentación de un equipo, seguridad eléctrica, protección contra incendios, almacenamientos, sustancias peligrosas, etc. Las preguntas se formulan y aplican tanto a proyectos como a plantas en operación, siendo muy común ante cambios en instalaciones ya existentes.

El resultado es un listado de posibles escenarios o sucesos incidentales, sus consecuencias y las posibles soluciones para la reducción o eliminación del riesgo.

En la **Tabla 4.2** se muestra el formato utilizado para esta evaluación de riesgo, con las siguientes características:

- **Datos de cabecera**

En la cabecera del formato encontramos los siguientes campos para ser llenados por el técnico o persona que esta realizando la evaluación: nombre del lugar donde se realiza el análisis, nombre de la empresa, número de ficha, fecha, nombre de la persona que elabora el formato y el departamento responsable.

- **Columna 1: ITEM**

Se enumera cada una de los chequeos que se está analizando.

- **Columna 2: ¿QUE PASA SI?**

Se describe la posible situación que se presentara en el lugar del análisis.

- **Columna 3: CONSECUENCIAS**

Se describe las consecuencias que pasarían si llegase a ocurrir el riesgo planteado en la columna anterior.

- **Columna 4: RECOMENDACIONES**

Se describe las recomendaciones que deben aplicarse para los casos de riesgos presentados, además se detalla las normas que se deben regir en cada uno de ellos.

Método de Análisis de Riesgo

¿QUE PASA SI…?

FICHA Nº		NOMBRE DEL LUGAR DONDE SE REALIZA EL ANALISIS	
FECHA		NOMBRE DE LA EMPRESA	
ELABORADO POR		DEPARTAMENTO RESPONSABLE	
ITEM	¿QUE PASA SI?	CONSECUENCIAS	RECOMENDACIONES
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			

Tabla 4.2

Método de Análisis de Riesgo: ¿Que pasa si...?

4.4 Análisis de riesgo a través del método: Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE).

El AMFE corresponde a los acrónimos de Análisis Modal de Fallos y Efectos, y consiste en una herramienta estructurada para la prevención de los defectos mediante el análisis de las formas en que puede fallar un producto o proceso, sus consecuencias y estudio de las causas que provocan esos modos de fallos, y con ello decidir sobre la toma de acciones recomendadas en función del nivel de importancia del modo de fallo.

4.4.1 AMFE de medios.

En el proceso de producción es muy importante que no fallen los medios, esto es, las máquinas, equipos, métodos, recursos. De ahí el analizar las distintas formas en que estos no estarían disponibles para el proceso de producción, y ver qué acciones se pueden llevar a cabo para prevenir dichos problemas. Corresponde a la técnica de hacerse las siguientes preguntas:

1. ¿Qué puede ir mal?
2. ¿Por qué puede ir mal?
3. ¿Qué podemos hacer para evitarlo?

En la **Tabla 4.3** se muestra el formato a utilizarse para este método de análisis con las siguientes características:

- **Datos de cabecera**

Aquí identificamos exactamente la unidad a analizar, el equipo, responsable de la realización del análisis, numero de AMFE, página y la fecha en que se realiza el análisis de este método.

- **Columna 1: Unidad/Función**

En esta primera columna escribimos aquellas funciones que sean medibles.

- **Columna 2: Modo potencial de fallo**

Para cada función medible se indica la forma o manera de que no se cumpla la función deseada.

- **Columna 3: Efecto potencial del fallo**

Para el caso de que ocurra el modo potencial de fallo indicar los efectos o consecuencias que se pueden dar. Un modo de fallo puede dar lugar a varios efectos. Se deben examinar los efectos sobre el componente, el subsistema, el sistema, las personas, o si afecta a alguna normativa o ley.

- **Columna 4: Gravedad**

Aquí para cada modo de fallo se apunta el valor del efecto más grave, ya que suponemos que si ocurre el modo de fallo se producen todos los efectos señalados.

Gravedad	Observación	Parada de producción
1	Muy baja	< 1 minuto
2	Media	1 a 20 minutos
3	Alta o crítica	20 a 60 minutos
4	Catastrófica	> 60 minutos

- **Columna 5: Causa potencial del fallo**

Para cada modo de fallo se analizan las causas que provocan dicho fallo. Si ocurre la causa es seguro que se va a producir el modo de fallo, el cual tendrá uno o varios efectos o consecuencias.

- **Columna 6: Ocurrencia**

Para cada causa evaluamos el número de veces que puede tener lugar. Dicha evaluación es bastante subjetiva y debe estar apoyada en la experiencia.

La evaluación se llevaría acabo con la siguiente tabla:

Frecuencia	Observación	Frecuencia
1	Muy baja	< 1 fallo por año
2	Posible	< 1 fallo por trimestre
3	Media	< 1 fallo por semana
4	Alta o frecuente	1 a 3 fallos diarios

- **Columna 7: Controles actuales de proceso**

Se refiere a aquellos controles que están en vigor para detectar la causa o mecanismo de fallo. El control actual sirve para detectar el modo o la causa de fallo. Cuando el control sólo detecta el modo de fallo, en la columna de Causas llevara "XXXX".

- **Columna 8: Detección**

Cada tipo de control tiene una fiabilidad de detectar la causa o el modo de fallo. Como guía para fijar la puntuación de la detección, se toma la siguiente tabla.

No detección	Observación
1	Escasa posibilidad de no detección
2	Poca probabilidad
3	Media probabilidad
4	Alta probabilidad

- **Columna 9: NPR**

Corresponde a las siglas de Nivel de Prioridad de Riesgo, y se obtiene mediante la multiplicación de las puntuaciones obtenidas en las columnas de Gravedad, Ocurrencia y Detección. Esto es:

NPR = Gravedad x Ocurrencia x Detección

Este índice sirve para priorizar las acciones recomendadas. En principio, hay que prestar mayor atención a las acciones recomendadas para aquellos modos de fallo que tiene un mayor NPR. No obstante, es interesante que la priorización se haga por:

• Nivel de gravedad

• Nivel de ocurrencia

• Nivel de detección.

- **Columna 10: Acciones recomendadas**

Se indican aquellas acciones recomendadas para eliminar o prevenir la causa/modo de fallo. El objetivo de las acciones recomendadas es reducir la gravedad, reducir la ocurrencia o bien aumentar la posibilidad de detectar la causa o el modo de fallo. La única forma de reducir la gravedad es mediante un cambio en el diseño. La ocurrencia se baja eliminando las causas de los modos de fallo. Si no hay acciones recomendadas se debe indicar expresamente mediante la palabra “ninguna”.

- **Columna 11: Responsable**

Se debe indicar para cada acción recomendada quien es el responsable de llevarla a cabo.

- **Columna 12: Resultado de las acciones**

Indicar las acciones que han sido adoptadas y la nueva puntuación en las columnas de gravedad, ocurrencia y detección como resultado de dichas acciones, y para comprobar la efectividad de las mismas.

Hay que tener en cuenta que no todas las acciones recomendadas se van a traducir a acciones adoptadas. Aunque no se hayan tomado acciones, se puede utilizar estas columnas para dar una ida a la gerencia de la conveniencia de adoptar las acciones recomendadas, evaluando sus efectos sobre las columnas que componen el NPR.

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD | RESPONSABLE DEL PROCESO | NUMERO DE AMFE

EQUIPO | PAGINA

FECHA

UNIDAD FUNCION	MODO POTENCIAL DE FALLO	EFECTO POTENCIAL DE FALLO	GRAV	CAUSA PORTENCIAL DE FALLO	OCU	CONTROLES ACTUALES DE PROCESO	D	NPR	ACCIONES RECOMENDADAS	RESPONSABLE	RESULTADO DE LAS ACCIONES				
											ACCIONES ADOPTADAS	GRA	OCU	DET	NPR

Tabla 4.3
Metodo de Analisis de Riesgo: AMFE DE MEDIOS

4.5 Aplicaciones de los métodos en el control de riesgos en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Las áreas tales como Subestación Eléctrica, Estación Casa Bomba y GNV fueron evaluadas por los tres métodos planteados anteriormente, en lo que respecta al método de la Lista de Chequeos, se lo hizo con un análisis general en cada una de las áreas, calificándolas si cumplen o no con las condiciones de seguridad según las normativas aplicadas.

Para el método de ¿Qué pasa si…? , se hace referencia solo aquellos puntos críticos en los que no cumplen con las disposiciones de las normas en el método anterior, de la misma forma se esta considerando este análisis para la aplicación del método AMFE.

Para un análisis mas completo, en la sección de ANEXO 3 se encuentran los análisis con los tres métodos de las aéreas escogidas, en los métodos de ¿Qué pasa si..? y AMFE se aplicaron hipótesis en cada una de las zonas.

También podemos encontrar en el ANEXO 1, fotografías de las zonas evaluadas y detalladas las observaciones que se indicaron en los métodos antes mencionados.

4.5.1 Análisis de Riesgo: Subestación Eléctrica

Método de Análisis de Riesgo
LISTA DE CHEQUEO

FICHA Nº	1	SUBESTACION DE ENERGIA ELECTRICA		
FECHA	06/09/2006	LUGAR PACIFPETROL - GARITA 1		
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE : DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION		
ITEM	CONDICION	CALIFICACION		OBSERVACIONES
1	La subestación esta localizada en una trayectoria de aire limpio, de modo que los vientos dominantes impulsen cualquier escape de gas o vapor inflamable en la planta, alejándolo del equipo eléctrico.		SI	
2	Tuberías de transportación de Gas Natural en buen estado donde conduce el gas para el funcionamiento del generador KOHLER- WAUKESHA		SI	Se encuentran en buen estado, sin embargo presentan signos de oxidación por el ambiente salino.
3	Control de presión en los tanques de almacenamiento de Gas Natural que servirá para el funcionamiento del generador KOHLER- WAUKESHA		SI	
4	El sistema agregado de los Transformadores trifásicos INATRA de elevación 440V/3300V y de reducción 13800/3300V se encuentran en buen estado.	NO		El sistema agregado tales como cables terminales, puntas terminales aisladas, pararrayos, cajas portafusibles, etc de los Transformadores trifásicos INATRA de elevación 440V/3300V y de reducción 13800/3300V tienen presencia de suciedad, acumulación de polvo salino y corrosión.
5	Los Transformadores trifásicos INATRA de elevación 440V/3300V y de reducción 13800/3300V poseen seguridad	NO		Las celdas de los Transformadores trifásicos no poseen candados de seguridad ni señales de peligro por alta tensión
6	Interruptores en el interior de cajas normalizadas provistas de puerta y cerradura de seguridad		SI	

FICHA Nº	**1**	**SUBESTACION DE ENERGIA ELECTRICA**		
FECHA	**06/09/2006**	LUGAR **PACIFPETROL - GARITA 1**		
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE : **DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION**		
ITEM	**CONDICION**	**CALIFICACION**		**OBSERVACIONES**
7	Cerramiento y ventilación en la operación de los generadores KOHLER (gas natural) y CUMMINS (diesel)		**SI**	
8	Generador KOHLER se encuentran en optimas condiciones	**NO**		Existe presencia de corrosión por causa del ambiente salino, también defectos en los alternadores, radiadores, cableado de control corroído, etc.
9	Generador CUMMINS se encuentra en óptimas condiciones.	**NO**		Existe presencia de corrosión por causa del ambiente salino, también defectos en los alternadores, radiadores, cableado de control corroído, etc.
10	Protección de los generadores eléctricos en casos de lluvias e invasión de animales		**SI**	
11	Mantenimiento preventivo en los generadores eléctricos y transformadores	**NO**		Solo se ha estado realizando mantenimientos correctivos
12	Placas con detalles técnicos de cada transformador y generador		**SI**	
13	Cables de transformadores distribuidos de acuerdo a las normas de seguridad		**SI**	
14	Señalización de en el piso de la subestación donde indique las zonas de peligro		**SI**	
15	Existencias de breakers para la protección de equipos de sobrecargas eléctricas.		**SI**	
16	Todo equipo o dispositivo eléctrico, esta conectado al sistema general de tierras		**SI**	
17	Existencia de pararrayos para protección de sobre tensión	**NO**		No existe protección de sobre tensión (pararrayos) en la estructura terminal de donde se alimenta la acometida aislada que alimenta el sistema con energía proveniente de EMEPE
18	Pórtico de barra a 3300 voltios en buen estado	**NO**		No se puede realizar mantenimiento ya que el sistema de distribución no podía ser desergenizado en su totalidad, la estructura se encuentra en muy mal estado, a punto de un colapso, presentando oxidación, corrosión salina siendo muy peligrosa para su operación
19	Las luminarias poseen una iluminación uniforme sobre toda la zona a iluminar.		**SI**	
20	Presencia de extintores		**SI**	
21	Los equipos eléctricos, poseen una separación para evitar un posible contacto con el personal en caso de presencia de arcos eléctricos.		**SI**	

RESULTADO DE LA VALORIZACION			
MUY DEFICIENTE	DEFICIENTE	MEJORABLE	CORRECTA

Método de Análisis de Riesgo

¿QUE PASA SI…?

FICHA Nº	1	**ESTACION DE SUBESTACION ELECTRICA**	
FECHA	06/09/2006	LUGAR **PACIFPETROL - GARITA 1**	
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE: **DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION**	
ITEM	**¿QUE PASA SI?**	**CONSECUENCIAS**	**RECOMENDACIONES**
1 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 4)	El sistema agregado tales como terminales, puntas terminales aisladas, pararrayos, cajas portafusibles, etc de los Transformadores INATRA **NO** están en buen estado	Por la presencia de un ambiente salino, estos elementos presentan corrosión y acumulación de polvo por lo que los contactos entre ellos no podrían operar correctamente.	Se recomienda realizar un mantenimiento preventivo cada 6 meses para limpiar los restos salinos y evitar la corrosión en los equipos de conducción.
2 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 5)	Las celdas de los Transformadores INATRA **NO** poseen candados de seguridad ni señales de peligro por alta tensión.	Cualquier persona no calificada puede ingresar a las celdas y pone en peligro su vida.	**NEC 2005 Art.. 450-43** **NOM-001-SEDE-2005 ART. 450-43** **c) Cerraduras.** Las puertas de entrada deben tener cerraduras y deben mantenerse cerradas. Permitiendo el acceso solamente a personal calificado.
3 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 8)	Generador KOHLER NO se encuentra en optimas condiciones	Existe presencia de corrosión por causa del ambiente salino, también defectos en los alternadores, radiadores, cableado de control corroído, etc, provocando mal funcionamiento del equipo y falta de un mantenimiento preventivo.	Se recomienda realizar un mantenimiento preventivo cada 6 meses para limpiar los restos salinos y evitar la corrosión en los generadores.
4 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 9)	Generador CUMMINS NO se encuentra en óptimas condiciones.	Existe presencia de corrosión por causa del ambiente salino, también defectos en los alternadores, radiadores, cableado de control corroído, etc, provocando mal funcionamiento del equipo y falta de un mantenimiento	Se recomienda realizar un mantenimiento preventivo cada 6 meses para limpiar los restos salinos y evitar la corrosión en los generadores

FICHA Nº	1	ESTACION DE SUBESTACION ELECTRICA	
FECHA	06/09/2006	LUGAR **PACIFPETROL - GARITA 1**	
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE: **DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION**	
ITEM	**¿QUE PASA SI?**	**CONSECUENCIAS**	**RECOMENDACIONES**
		preventivo.	
5 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 11)	**No** hay un mantenimiento preventivo en los generadores eléctricos y transformadores	Al no tener un mantenimiento preventivo, puede causar problemas en el funcionamiento de los equipos.	Un mantenimiento preventivo cada cierto tiempo podría asegurar un tiempo de vida útil mas largo de los equipos sin afectar la producción en la industria.
6 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 17)	No hay una protección en una de las fases de sobre tensión en la estructura terminal donde se alimenta la acometida aislada que energiza el transformador de reducción 13800/3300 voltios	Un apartarrayos es un dispositivo protector que limita las sobretensiones transitorias descargando o desviando la sobrecorriente así producida, y evitando que continúe el paso de la corriente eléctrica, capaz de repetir esta función.	**NEC 2005 Art.. 280** **NOM-001-SEDE-2005 ARTÍCULO 280 – APARTARRAYOS** Cuando se utilice como un elemento en un punto del circuito, el apartarrayos se debe conectar a cada conductor de fase. Se permite que una misma instalación de apartarrayos proteja a varios circuitos interconectados, siempre que ningún circuito quede expuesto a sobretensiones cuando esté desconectado de los apartarrayos.
7 (LISTA DE CHEQUEO: ITEM 18)	El pórtico de barras de 3300 Voltios se encuentran en pésimas condiciones operativas.	Constituye un verdadero peligro para la seguridad y operación de todo el sistema eléctrico del Campo Ancón	Se debe efectuar el cambio de todo el pórtico de barras a 3300 V.

Método de Análisis de Riesgo
AMFE

		ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)													
UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL			**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS				**NUMERO DE AMFE**	AMFE01					
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS								**PAGINA**	1					
									FECHA	01/07/2008					
UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OCU**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NPR**	**ACCIONES RECOMENDADAS**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**GRA**	**OCU**	**DET**	**NPR**
Transformadores INATRA de elevación 440V/3300V y de reducción 13800/3300V	El sistema agregado tales como cables terminales, puntas terminales aisladas, pararrayos, cajas portafusiles, etc de los Transformadores tienen presencia de suciedad, acumulación de polvo salino y corrosión.	Mala conductividad y daños en estos sistemas.	3	Presencia de ambiente salino	2	Mantenimiento correctivo	3	18	Se debera realizar un mantenimiento preventivo para el control de los transformadores	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Se realizo un mantenimiento correctivo con un cambio en cada uno de los elementos anunciados y se aplica un mantenimiento preventivo	2	1	1	2

		ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)													
UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL			**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS				**NUMERO DE AMFE**	AMFE01					
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS								**PAGINA**	1					
									FECHA	01/07/2008					
UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OCU**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NPR**	**ACCIONES RECOMENDADAS**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**GRA**	**OCU**	**DET**	**NPR**
	No poseen seguridad en el lugar de instalacion de los transformadores.	Sin existir una señalización de advertencia, personas no autorizadas al ingreso de estas cabinas pueden tener accidentes.	4	Falta de prevención y señalización de seguridad en el lugar	2	Mantenimiento correctivo	2	16	Se deberá colocar los debidos letreros de advertencia y seguridad.	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Se colocó letreros de seguridad y también las celdas están con la debida seguridad con la colocación de candados para que ningún personal sin el debido entrenamiento y capacidad pueda ingresar al lugar.	1	1	1	1
GENERADOR KOHLER	Puente rectificador del Alternador AC reacondicionado indebidamente	Provoco que las roscas de conexión se aislaran ocasionando que el puente quede inoperativo	4	Fallas en los diodos a causa de la corrosión	1	Mantenimiento correctivo	3	12	Cambiar el puente rectificador	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio total del puente rectificador	4	1	1	4

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL	**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS	**NUMERO DE AMFE**	AMFE01
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS			**PAGINA**	1
				FECHA	01/07/2008

UNIDAD FUNCION	MODO POTENCIAL DE FALLO	EFECTO POTENCIAL DE FALLO	GRAV	CAUSA PORTENCIAL DE FALLO	OCU	CONTROLES ACTUALES DE PROCESO	D	NPR	ACCIONES RECOMENDADAS	RESPONSABLE	RESULTADO DE LAS ACCIONES: ACCIONES ADOPTADAS	GRA	OCU	DET	NPR
	Supresor de picos corroído del Alternador AC	Se encuentra deteriorado a causa de la acción corrosiva	2	Causa del ambiente salino donde opera el equipo	1	Mantenimiento correctivo	2	4	Cambiar del supresor de picos	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio del supresor de picos	2	1	1	2
	Barraje de salida corroído del Alternador AC	Total apariencia de corrosión	2	Causa del ambiente salino donde opera el equipo	1	Mantenimiento correctivo	2	4	Realizar un mantenimiento al equipo	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Mantenimeinto correctivo al equipo	2	1	1	2
	Terminales de acometida corroído del Alternador AC	Existe ligera evidencia de corrosión a nivel de los terminales del breaker de línea u conexiones de la acometida	2	Causa del ambiente salino donde opera el equipo	1	Mantenimiento correctivo	2	4	Realizar cambio de los terminales de la acometida	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Se realizo el cambio de los terminales de la acometida	2	1	1	2
	Control de bomba de pre-lube inoperativo	Sin este método de funcionamiento no se puede producir el arranque	4	El metodo de funcionamiento mediante el controlador DEC-550 esta desconectado	1	Mantenimiento correctivo	2	8	Rehabilitar el sistema de control de la bomba de pre-lubricación	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Rehabilitación del sistema de control de la bomba de pre-lubricación	2	1	1	2

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL	**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS	**NUMERO DE AMFE**	AMFE01
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS			**PAGINA**	1
				FECHA	01/07/2008

UNIDAD FUNCION	MODO POTENCIAL DE FALLO	EFECTO POTENCIAL DE FALLO	GRAV	CAUSA PORTENCIAL DE FALLO	OCU	CONTROLES ACTUALES DE PROCESO	D	NPR	ACCIONES RECOMENDADAS	RESPONSABLE	RESULTADO DE LAS ACCIONES: ACCIONES ADOPTADAS	GRA	OCU	DET	NPR
	Sistema de PMG desconectado del control del generador	En el caso del PMG (permanent magnet generador) ayuda a superar los cortos y sobrecargas aplicadas al generador	3	Se encuentra desconectado	1	Mantenimiento correctivo	3	9	Conectar sistema	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Sistema conectado	2	1	2	4
	Fuga de aceite del motor por retenedor posterior	Incrementa el nivel de suciedad y perdida del aislamiento	4	Ligera fuga de aceite lubricante por el retenedor posterior del cigüeñal, he impacta también a los bobinados del alternador	1	Mantenimiento correctivo	3	12	Cambiar retenedor posterior	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio del retenedor posterior	2	2	1	4

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL	**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS	**NUMERO DE AMFE**	AMFE01
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS			**PAGINA**	1
				FECHA	01/07/2008

UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OCU**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NPR**	**ACCIONES RECOMENDADAS**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**GRA**	**OCU**	**DET**	**NPR**
	Problemas de gobernación de velocidad	En la parte mecánica del sistema ocasiona serios problemas de manejos de cargas en el momento de una variación de las mismas en el sistema	2	Sistema descuidado	1	Mantenimiento correctivo	2	4	Reajustar calibraciones del sistema de gobernación electrónica	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Reajuste de calibraciones del sistema de gobernación electrónica	2	1	1	2
	Varillaje del actuador con rotulas tomadas	Causantes directas de la falla de baja y alta frecuencia	2	Se encuentran averiadas	1	Mantenimiento correctivo	2	4	Cambiar varillaje de gobernación	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio del varillaje de gobernación	2	1	1	2
	Panal externo del radiador sucio	Provoca altas temperaturas o pobre rendimiento a niveles de carga sobre el 60%	3	El panal externo esta sucio en mas del 50% del área de sus difusores	1	Mantenimiento correctivo	2	6	Cambiar radiador completo o cambio del panal completo	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio del radiador completo o cambio del panal completo	2	1	2	4

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL	**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS	**NUMERO DE AMFE**	AMFE01
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS			**PAGINA**	1
				FECHA	01/07/2008

UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OCU**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NPR**	**ACCIONES RECOMENDADAS**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**GRA**	**OCU**	**DET**	**NPR**
	Panal del radiador deteriorado y corroído	Baja al radiador la capacidad de transferencia de calor del refrigerante al aire impulsado por el ventilador	3	Causa del ambiente salino donde opera el equipo	1	Mantenimiento correctivo	2	6	Adquirir otro radiador	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio de radiador	2	1	2	4
GENERACION CUMMINS	Leve presencia de impurezas y sal en los bobinados de excitación y corona posterior del estator del excitador piloto en el Alternador AC	Ocasiona la perdida parcial del aislamiento	3	Presencia de salinidad	1	Mantenimiento correctivo	3	9	Se debe recuperar el aislamiento de los bobinados retóricos y estatóricos	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Recuperación del aislamiento de los bobinados retóricos y estatóricos	2	1	1	2

		ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)													
UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL			**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS				**NUMERO DE AMFE**	AMFE01					
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS								**PAGINA**	1					
									FECHA	01/07/2008					
UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OC U**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NP R**	**ACCIONES RECOMENDADA S**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**G R A**	**O C U**	**D E T**	**N P R**
	Cableado de control corroído	El cableado no tiene protección adecuada y no evita el contacto con derivados de hidrocarburos que provoquen el deterioro del aislamiento del cable	3	Corrosión	2	Mantenimiento correctivo	2	12	Cambiar el cableado de control	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Lavado del cableado de control, limpieza total del sistema de control y fuerza.	2	1	1	2
	Fuga de gases de escape por el tubo cargador	En el momento del arranque se observa excesiva emanación de gases de escape o humo negro	3	Problema de sellado en el caracol de escape del turbo compresor	2	Mantenimiento correctivo	2	12	Cambio de cañería	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio de cañería	2	1	1	2
	Panal del radiador sucio	Puede provocar altas temperaturas o pobre rendimiento a niveles de carga sobre el 60%	3	El panal externo esta sucio en mas del 40% del área de sus difusores	2	Mantenimiento correctivo	2	12	Limpiar radiador	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Limpieza del radiador	2	1	1	2

		ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)													
UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL			**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS				**NUMERO DE AMFE**	AMFE01					
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS								**PAGINA**	1					
									FECHA	01/07/2008					
UNIDAD FUNCION	**MODO POTENCIAL DE FALLO**	**EFECTO POTENCIAL DE FALLO**	**GRAV**	**CAUSA PORTENCIAL DE FALLO**	**OCU**	**CONTROLES ACTUALES DE PROCESO**	**D**	**NPR**	**ACCIONES RECOMENDADAS**	**RESPONSABLE**	**RESULTADO DE LAS ACCIONES**				
											ACCIONES ADOPTADAS	**GRA**	**OCU**	**DET**	**NPR**
	Panal del radiador deteriorado y corroído	Baja la capacidad del radiador de transferencia de calor del refrigerante al aire impulsado por el ventilador	3	Debido al medio ambiente el 50% de sus difusores de aire están desintegrados a causa de la acción corrosiva del medio ambiente	2	Mantenimiento correctivo	2	12	Cambiar panal del radiador	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio de panal del radiador	2	1	1	2
Generadores y Transformadores	No hay Mantenimiento preventivo	Sin tener un mantenimiento preventivo cada cierto tiempo en los equipos como generadores y transformadores estos pueden acumular desperfectos en sus funcionamientos	3	Falta de control	2	Mantenimiento correctivo	2	12	Se deberá realizar un mantenimiento preventivo para mejorar el control y funcionamiento de los equipos.	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Mantenimiento preventivo y correctivo	1	1	1	1

ANALISIS DE LOS MODOS POTENCIALES DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE DE MEDIOS)

UNIDAD	ESTACION SUBESTACION ELECTRICA - PACIFPETROL	**RESPONSABLE DEL PROCESO**	GRUPO TESIS	**NUMERO DE AMFE**	AMFE01
EQUIPO	EQUIPOS ELECTRICOS			**PAGINA**	1
				FECHA	01/07/2008

UNIDAD FUNCION	MODO POTENCIAL DE FALLO	EFECTO POTENCIAL DE FALLO	GRAV	CAUSA PORTENCIAL DE FALLO	OCU	CONTROLES ACTUALES DE PROCESO	D	NPR	ACCIONES RECOMENDADAS	RESPONSABLE	RESULTADO DE LAS ACCIONES: ACCIONES ADOPTADAS	GRA	OCU	DET	NPR
Apartarrayos	Falla en la protección de equipos eléctricos contra sobretensiones de tipo atmósfericos.	Las ondas que presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente	4	Ausencia de apartarrayos	3	Mantenimiento correctivo	2	24	Se deberá colocar un apartarrayo para la protección de equipos eléctricos.	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Colocación de apartarrayos	2	2	2	8
Pórtico de Barra a 3300 voltios	Estructura deteriorada	La estructura esta a punto de un colapso, el mantenimiento de la misma resulta muy peligroso.	4	Por causa de la corrosión salina	1	XXXXXX	4	16	Se debe retirar los conductores que se encuentran colgados y desenergizarlos para evitar un corto circuito severo en las barras de 3300 voltios	Departamento Mantenimiento – Area de Generación	Cambio total del pórtico de barras	1	1	1	1

4.5.2 Análisis de Riesgo: ESTACIÓN GAS NATURAL VEHICULAR (GNV).

Método de Análisis de Riesgo

LISTA DE CHEQUEO

FICHA Nº	**4**	**ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR**
FECHA	**06/09/2006**	LUGAR **PACIFPETROL**
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE :
		DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION

ITEM	CONDICION	CALIFICACION		OBSERVACIONES
1	Transformadores INATRA se encuentran en buen estado.		**SI**	
2	Cabinas para transformadores y paneles de distribución debidamente construidas con ventilación adecuada.		**SI**	
3	Placas con detalles técnicos de cada transformador		**SI**	
4	Cables de transformadores distribuidos de acuerdo a las normas de seguridad		**SI**	
5	Transformadores Trifásicos poseen instalada la válvula para toma de muestra de aceite.	**NO**		Es aconsejable colocar las válvulas con el fin de facilitar también el filtrado del aceite cuando este sea requerido.
6	Existe registro de mantenimiento de los equipos eléctricos.	**NO**		No existe registro de mantenimiento, pruebas físico-químicas del aceite aislante y aislamiento de las maquinas.
7	Señalización de áreas de seguridad en el piso de la cabina de transformación.		**SI**	
8	Todo equipo o dispositivo eléctrico, esta conectado al sistema general de tierras		**SI**	
9	Acometida de alta tensión para la alimentación del transformador con su respectivo aislamiento		**SI**	
10	Las luminarias poseen una iluminación uniforme sobre toda la zona a iluminar.		**SI**	

FICHA Nº	4	ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR	
FECHA	06/09/2006	LUGAR **PACIFPETROL**	
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE :	
		DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION	
ITEM	**CONDICION**	**CALIFICACION**	**OBSERVACIONES**
11	Existencias de breakers para la protección de equipos de sobrecargas eléctricas.	SI	
12	Extintores en casos de incendios dentro de la cabina de transformadores.	SI	
13	Los equipos eléctricos, poseen una separación para evitar un posible contacto con el personal en caso de presencia de arcos eléctricos.	SI	
14	Tableros de distribución son de acero inoxidable	SI	
15	Los cables/conductores de los tableros de distribución esta debidamente identificados.	SI	
16	Las condiciones de operación del equipamiento (transformadores, conductores, panales de distribución, panales de control, sistema de iluminación, elementos de protección y desconexión, etc.) se encuentran en condiciones normales.	SI	

RESULTADO DE LA VALORIZACION			
MUY DEFICIENTE	DEFICIENTE	MEJORABLE	CORRECTA

4.5.3 Análisis de Riesgo: ESTACION CASA BOMBA

Método de Análisis de Riesgo
LISTA DE CHEQUEO

FICHA Nº	**2**	**ESTACION CASA BOMBA GENERAL**		
FECHA	**06/09/2006**	LUGAR **PACIFPETROL - GARITA 3**		
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE : **DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION**		
ITEM	**CONDICION**	**CALIFICACION**		**OBSERVACIONES**
1	Letreros de seguridad personal e Industrial presentes en el área		**SI**	
2	Los tanques de almacenamiento de crudo, están ubicados en un área libremente ventilada y alejados de los cuartos de transformadores y motores		**SI**	
3	Señalización de áreas consideradas peligrosas por la descarga de crudo, gases y agua de los tanques transportadores a los tanques almacenadores, al mismo tiempo alejados de los cuartos de transformadores y motores		**SI**	
4	Aterrizamiento de los vehículos tanqueros en el momento del traspaso del petróleo a los tanques de almacenamiento, para evitar posibles cargas electrostáticas.		**SI**	
5	Sistema contra incendio instalado en toda el área.		**SI**	
6	Extintores en zonas de descargas de crudo, cuarto de transformadores y bombeo		**SI**	
7	Transformadores trifásicos INATRA se encuentran en buen estado.		**SI**	
8	Transformadores Trifásicos poseen instalada la válvula para toma de muestra de aceite.	**NO**		Es aconsejable colocar las válvulas con el fin de facilitar también el filtrado del aceite cuando este sea requerido.
9	Existe registro de mantenimiento de los equipos eléctricos.	**NO**		No existe registro de mantenimiento, pruebas físico-químicas del aceite aislante y aislamiento de las maquinas.
10	La cabina de transformación tiene presencia de depósitos de polvo salino		**SI**	Se deberá realizar tareas de mantenimiento rutinario en las cabinas de transformadores.
11	Iluminarias con distancias adecuadas desde de las cabinas de transformadores y motores		**SI**	

FICHA Nº	**2**	**ESTACION CASA BOMBA GENERAL**		
FECHA	**06/09/2006**	LUGAR **PACIFPETROL - GARITA 3**		
ELABORADO POR	GRUPO TESIS	DEPARTAMENTO RESPONSABLE : **DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO – AREA DE GENERACION**		
ITEM	**CONDICION**	**CALIFICACION**		**OBSERVACIONES**
12	Existen zanjas en los tanques de almacenamiento de petróleo clasificado en caso de derrame y evitar un posible acercamiento a las cabinas de transformadores y motores		**SI**	
13	Los equipos eléctricos, poseen una separación para evitar un posible contacto con el personal en caso de presencia de arcos eléctricos.		**SI**	
14	Sensores automatizados de nivel en cada uno e los tanques de almacenamiento de crudo		**SI**	
15	Tableros de distribución que se encuentran dentro de las cabinas de transformadores y motores son de acero inoxidable		**SI**	
16	Los cables/conductores de los tableros de distribución esta debidamente identificados.		**SI**	
17	Placas con detalles técnicos de cada transformador y motor en cada una de las cabinas		**SI**	
18	Existencias de breakers para la protección de equipos de sobrecorriente.		**SI**	
19	Tuberías de transportación de crudo, gas y agua en buen estado y con identificación		**SI**	
20	Canaletas en las afueras y dentro de las cabinas de transformadores y motores son de acero inoxidable.		**SI**	
21	Las condiciones de operación del equipamiento (transformadores, conductores, panales de distribución, panales de control, sistema de iluminación, elementos de protección y desconexión, etc.) se encuentran en condiciones normales.		**SI**	
22	Sistema de acometidas de alta tensión en buen estado	**NO**		El sistema de acometidas en alta tensión, con todo su equipo asociado, no ha sido objeto de mantenimiento por largo tiempo.

RESULTADO DE LA VALORIZACION			
MUY DEFICIENTE	**DEFICIENTE**	**MEJORABLE**	**CORRECTA**

CAPITULO 5

SEGURIDAD ELECTRICA Y LABORAL APLICADA A LAS INSTALACIONES DEL CAMPUS PETROLERO ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO.

5.1 Generalidades.

Dentro de las políticas de la empresa existen procedimientos y normativas para la seguridad industrial y laboral, el principal enfoque es la prevención de accidentes y el control de perdidas.

Existe el MANUAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL elaborado por el **Departamento de Higiene, Seguridad y Ambiente (H.S.A)** donde provee a todo el personal de un conjunto de prácticas, guías y normas sobre una operación segura, a ser utilizadas en los lugares de trabajo y fuera de los mismos.

Las normas utilizadas dentro de la empresa son basadas con las ultimas ediciones de **NFPA 70** (Código Nacional de Electricidad) y **API RP 500B** (Clasificación de Áreas para Instalaciones Eléctricas en las Torres de perforación y Facilidades de Producción).

Se ha realizado el análisis de valorización de riesgos eléctricos en base a las **Normas Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2006**, además de la seguridad industrial en base de las Normas para la Seguridad Eléctrica en lugares de trabajo **Edición 2004 NFPA 70E.**

5.2 Causas que modifican el ambiente laboral.

El ambiente laboral puede ser modificado mediante técnicas adecuadas para que no constituya una agresión contra el trabajador.

Como consecuencia del trabajo el ambiente en el que se desarrollan las tareas productivas va cambiando, influyendo y alternando la salud del trabajador y por lo tanto, se van modificando las condiciones iniciales del puesto de trabajo.

Las principales causas que modifican el medio ambiente laboral se clasifican en las siguientes:

- Causas Inmediatas.
- Causas Básicas.

5.2.1 Causas inmediatas.

Son las condiciones por la que se produce un accidente o lesión. Las causas inmediatas de los accidentes son aquellas circunstancias que preceden inmediatamente al contacto.

Existen dos tipos de causas inmediatas.

- Acciones subestándar o inseguras.
- Condiciones subestándar o inseguras.

5.2.1.1 Acto subestándar o inseguro.

Es cualquier inconveniente en el desempeño de las personas, en relación con los estándares establecidos, para mantener la continuidad de las operaciones y un nivel de pérdidas mínimas, se lo considera un acto anormal que impone riesgo y en forma directa la seguridad del sistema o proceso respectivo. Un acto subestándar se detecta con observaciones.

Se trata de acciones comunes, muchas veces se hacen sin pensar que estos nos pueden llevar a un accidente y entre las cuales mencionamos las siguientes:

- Operar equipo sin autorización.
- Llevar a cabo operaciones sin previo adiestramiento.
- Operar a una velocidad impropia.
- Realizar acciones de mantenimiento en líneas de energía viva.
- Bloquear o quitar los dispositivos de seguridad.
- Usar el equipo inadecuadamente o defectuoso.
- Posición impropia para realizar las tareas.
- Bromas pesadas en lugar de trabajo.
- Bajo la influencia del alcohol y/u otras drogas.
- Fumar en presencia de combustibles o inflamables.

5.2.1.2 Condición subestándar o insegura

Cualquier cambio o variación introducidas a las características físicas o al funcionamiento de los equipos, los materiales y/o el ambiente de trabajo y que conllevan anormalidad en función de los estándares establecidos o aceptados, constituyen condiciones de riesgo que pueden ser causa directa de accidentes operacionales. Una condición subestándar se detecta con inspecciones.

Estas condiciones del ambiente de trabajo esta conformado por el espacio físico, herramientas, estructuras, equipos y materiales en general. Entre las cuales tenemos:

- Líneas eléctricas sin conexión a tierra
- Equipo de protección inadecuada o impropia.
- Herramientas, materiales o equipos defectuosos.
- Sistema de advertencia inadecuado.
- Orden y limpieza del lugar insuficientes.

- Falta de medidas de prevención y protección contra incendios.

- Estructuras o instalaciones de los edificios y locales deteriorados, impropiamente diseñadas, construidas o instaladas.

5.2.2 Causas básicas.

Son todas las condiciones propias al proceso o puesto de trabajo por las que existe un riesgo. Además son las causas reales detrás de los síntomas; las razones del porque ocurrieron los actos y condiciones subestándares; los factores que, cuando se identifican, permiten un control de administración más sustancial.

Existen dos grandes categorías de causas básicas:

- Factores Personales.
- Factores de Trabajo.

5.2.2.1 Factores Personales

Las causas básicas designadas como factores personales, explican porque los trabajadores no actúan como deben actuar, referidos a limitaciones en experiencia, fobias, tensiones presentes de manera personal en el trabajador.

Los factores personales por los que puede producirse un accidente/incidente son:

- Capacidad inadecuada de la persona
- Capacidad Física/Fisiológica
- Capacidad Mental/psicológica
- Falta de conocimiento de la labor desarrollada
- Falta de habilidad den la labor desarrollada
- Motivación inadecuada para el desarrollo de la labor.
- Tensión física o tensión mental.

5.2.2.2 Factores de Trabajo.

Las causas básicas designadas como factores del trabajo, explican porque existen o se crean condiciones subestándares. Las condiciones y medio ambiente de trabajo: organización, métodos, ritmos, turnos de trabajo, maquinaria, equipos, materiales, dispositivos de seguridad, sistemas de mantenimiento, ambiente, procedimientos, comunicación.

Los factores de trabajo son los que se deben a:

- Liderazgo/supervisión inadecuada.
- Ingeniería inadecuada de procesos, equipos, instalaciones, etc.
- Adquisiciones incorrectas de materiales, equipos y/o instalaciones, etc.
- Mantenimiento inadecuado de equipos e instalación.
- Herramientas/equipos inadecuado.
- Estándares de trabajo inadecuado.
- Uso y desgaste excesivo.

5.3 Seguridad y medidas de protección en las áreas peligrosas en el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

En las inspecciones de seguridad se debe buscar principalmente, los riesgos más graves donde se producen lesiones definitivas: invalidez, muerte a través de un incendio, explosión, electrocución, etc.

Las principales fallas que pueden generar un accidente eléctrico son las sobrecargas, cortocircuitos y fallas de aislamientos.

Entre las causas más comunes tenemos:

- Uso de luminarias, aparatos y/o equipos eléctricos en un número mayor al que soporta el diseño del sistema.
- Empleo en exceso de enchufes o conexiones múltiples.
- Dimensionamiento inadecuado de conductores eléctricos.
- Falta de conexión o puesta a tierra.
- Selección o reemplazo inadecuado de fusibles.
- Instalaciones provisionales o defectuosas.
- Equipos o aparatos eléctricos de mala calidad.
- Falta de mantenimiento.
- Exceso de confianza al realizar trabajos eléctricos
- Incumplimiento de las normas.
- Falta de equipos, herramientas y protección personal adecuados al trabajar en una instalación eléctrica.

5.3.1 Medidas de seguridad en el campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

En el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco el gas esta compuesto de Metano, Etano, Propano, Butano, Pentano. Las sustancias existentes presentan un peligro potencial que puede desencadenar daños durante su transporte, descarga, almacenamiento o uso, ocasionando consecuencias graves en las personas, al medio ambiente y en las instalaciones de la planta.

Para disminuir las consecuencias de estos peligros, se debe considerar:

1. Sistemas de prevención

a) Diagrama de P&ID.

Se deberá contemplar el esquema de piping, instrumentación y control.

- Valores máximos, mínimos y normales.
- Temperatura: valores máximos, mínimos y normales.
- Presión / vacío: valores máximos, mínimos y normales.
- Densidad, concentración, interfase Masa o volumen.
- Alarmas para detección de sobrellenado, vaciado, fugas, sobrepresión, etc.

b) Dispositivos de seguridad

La sobrepresión o vacío dentro de los tanques que pueden generarse por distintas causas, sumadas al hecho que muchos de los líquidos almacenados pueden ser volátiles y emitir en consecuencia gases inflamables, tóxicos y contaminantes, hacen que deban preverse dispositivos para alivio y contención.

Dentro de los dispositivos de seguridad se mencionan los siguientes:

- Válvulas de seguridad y alivio.
- Discos de ruptura.
- Arrestallamas.
- Válvulas de presión y vacío / blanketing.
- Venteos y paneles supresores de explosión.
- Scrubbers (limpieza de gases tóxicos).
- Flaring (quemadores de antorcha para gases inflamables y tóxicos).

El calculo, diseño, construcción, operación y mantenimiento de estos dispositivos están regidos por los estándares de la API, NFPA y BSI, entre los que se menciona:

a) BS EN 1127-1: atmósferas explosivas, prevención y protección. b) BS 6713, parte 4: sistemas de protección contra explosiones

b) BS 6759: válvulas de seguridad.

c) API RP 520: selección, dimensionado e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinerías.

d) NFPA 30: código de Líquidos Inflamables y Combustibles.

e) NFPA 58: código para almacenaje de GLP.

f) NFPA 69: Estándar Sobre sistemas de Prevención de Explosiones.

g) NFPA 491: guía de reacciones químicas peligrosas Ciclo de presurización y depresión en TK API Dispositivos de alivio de presión e inertización en TK API 3.

2. Sistemas de protección y mitigación.

Comprenden medidas de protecciones activas y pasivas adecuadas para defensa contra incendios y que pueden ser:

a) Pasivas (reducen la magnitud de las consecuencias)

- Muros de contención de derrames.
- Medios para la conducción de derrames.

- Muros protectores.
- Aislamiento térmico e ignifugación.
- Ventilación.
- Vías de acceso y escape.
- Inertización de espacios cerrados.

b) Activas (dispositivos de seguridad que se activan automáticamente o manualmente)

- Protección e instalación para la lucha contra incendios.
- Cortinas de agua, pulverizadores.
- Válvulas de seccionamiento.

3. Sistemas de Contención.

- Colocación del tanque de almacenamiento en algún terreno que presente una pendiente y que disponga de diques o zangas.

Muros de contención perimetrales que evitaran la extensión hacia áreas exteriores a la zona de almacenamiento y que rodean a uno sólo o a un conjunto de tanques de almacenamiento .Estarán construidos de material impermeable y resistente al contacto con las sustancias a retener.

- Bandejas se la disponen debajo de los recipientes o tanques para recogida y conducción de los derrames a un contenedor distante mediante tuberías por gravedad.

Para localización elevada, se construyen con material metálico.

Pueden ser muros de 20 a 30 cm de altura con rampas en los accesos, construidos con material de obra en estos casos, los tanques pueden descansar sobre el suelo, o sobre cojinetes, cunas o anillos

4. Muros protectores antifuego.

Además de los sistemas de contención secundaria, es necesaria la existencia de muros resistentes al fuego como a los efectos de una explosión con el fin de evitar la propagación del incendio y actuar como barrera ante la onda destructiva de presión y proyectiles de restos de materiales o sustancias peligrosas.

En la Norma NFPA 30 se puede encontrar datos respecto a las características, diseño y aplicación de estos materiales para calorifugado.

Distancias mínimas	Resistencia al fuego (RF)	
Sin requerimiento de distancia mínima	240	Corresponde a más de 2 horas de resistencia al fuego.
D min $\geq$7.6 m	120	Corresponde a 2 horas de resistencia al fuego.
Dmin $\geq$7.6 m (Para muros que separan sustancias incompatibles entre sí)	120	Corresponde a 2 horas de resistencia al fuego.

Tabla 5.1

Distancias mínimas necesarias a mantener según la resistencia al fuego de los muros de protección utilizados

Fuente: NFPA 30

Tipo de área de Almacenaje	Tasa de Resistencia al Fuego (hr) Muros Interiores,[a] Cielo rasos, Pisos Intermedios	Techos	Muros Exteriores
Salones interiores			
Area de piso ≤150 pies²	1	—	—
Area de piso > 150pies² y ≤ 500 pies²	2	—	—
Cuartos separados y Edificios anexos			
Area de piso ≤ 300 pies²	1	1[b]	—
Area de piso > 300 pies²	2	2[b]	2[c]
Bodegas de líquidos	4[f]	—	2[g] o 4[h]

Tabla 5.2

Tasa de resistencia al fuego en horas

Fuente: NFPA 30

5. Ventilación

La ventilación que pudieran tener los tanques de almacenamiento de sustancias combustibles es muy importante. Una ventilación adecuada deberá de tener en cuenta las operaciones de llenado y vaciado y la máxima dilatación o contracción posible del contenido en función de la temperatura.

5.3.2 Limpieza de tanques de almacenamiento.

Al realizar alguna limpieza en los tanques de almacenamientos, ésta debe realizarse siguiendo las normas de seguridad correspondientes, para evitar de esta manera alguna situación de peligro que se pudiera presentar.

El personal que se encuentre destinado para realizar las tareas de limpieza debe estar capacitado para dicha actividad, de tal manera que conozca perfectamente los riesgos potenciales de incendio y de explosión, así como los procedimientos y pasos a seguir para el correcto desarrollo de las actividades a ellos encomendadas.

La metodología empleada para la limpieza de tanques de almacenamiento dependerá de factores como características del líquido a almacenar, dimensiones del tanque, el grado de inflamabilidad, tipo de trabajo a realizar.

5.3.3 Eliminación de residuos.

La eliminación de los residuos que pudieran estar en el tanque de almacenamiento ya sean en estado líquido o en estado sólido es importante ya que generar la emisión de vapores inflamables durante la operación del equipo.

Al eliminar estos residuos utilizando productos químicos, hay que tener cuidado debido a que éstos podrían provocar serios riesgos para el personal que realiza dichas tareas por lo que es importante la utilización de las medidas de precauciones y de seguridad necesarias.

Una adecuada ventilación durante las jornadas en la cuales se están realizando los trabajos de limpieza consigue mantener la concentración de los vapores dentro de los límites permisibles de seguridad. Es imperativo el realizar una constante vigilancia del espacio ocupado por el vapor, para de esta manera evitar cualquier riesgo de incendio, explosión o atmósfera explosiva.

Se debe realizar las pruebas para detectar la presencia de vapores inflamables, esto constituyen la fase más importante para la eliminación de los vapores existentes. Estos trabajos deben ser realizados antes de iniciar cualquier tipo de operación de soldadura oxicorte u otro tipo de trabajo que produzca calor.

Estas mediciones son realizadas con un explosímetro el cual deberá de tener un correcto funcionamiento y deberá de proporcionar datos confiables en cada una de sus mediciones.

5.3.4 Manipuleo de líquidos inflamables.

En los sitios en los cuales se realice algún tipo de carga o descarga de la sustancia combustible o inflamable por parte de los vehículos o camiones cisternas, existe la posibilidad de que se presente un derrame del líquido.

Los vehículos deberán de situarse a una distancia mínima de 8 metros de los tanques de almacenamiento y de algún otro edificio de la instalación. Los terrenos en los cuales haya de realizarse dicha maniobra deberán de tener ciertas características, como la pendiente del mismo. Esto servirá en considerable manera para minimizar o hacer menores los impactos, como lo es un posible derrame de la sustancia combustible, ya que si esta se presentará, evitaría que los derrames pudieran alcanzar partes de las instalaciones.

Cada uno de los puntos que servirán como medios de descarga deberá de tener una conexión a tierra, para que de esta manera proteger las instalaciones de las chispas estáticas al cargar los líquidos. Esta conexión a masa debe de realizarse entre la tubería de llenado o la tubería de conexión y el vehículo cisterna en el cual se encuentre la sustancia combustible. Este tipo de conexiones habrá que realizarlas previo a la carga o descarga de la sustancia combustible.

5.3.5 Condiciones de instalación eléctrica para las zonas peligrosas.

El diseño del campo petrolero donde se procesan o almacenan sustancias inflamables debe realizarse, en la medida de lo posible, minimizando el número y extensión de los lugares con riesgo de explosión.

La instalación del equipo eléctrico en emplazamiento peligroso cumplirá con las recomendaciones para instalaciones industriales y con las exigencias que se establecen en el artículo 501 y 505 del NEC 2005, además de la NFPA 70E articulo 440.

5.3.6 Identificación y marcado en el equipo eléctrico.

El marcado de los equipos y materiales eléctricos para atmósferas explosivas debe incluir las siguientes informaciones:

- El área de clasificación es decir la clase y zona.
- El organismo de inspección que ha emitido el certificado de prueba, la normativa o la versión de la norma que cumple el material.
- Tipo de protección del equipo.
- Clasificación del grupo de gas o vapor.
- Temperatura máxima (o rango de temperatura) de operación para lo que ha sido aprobado.

Consideraciones tomadas del artículo 505-9(c) del NEC 2005

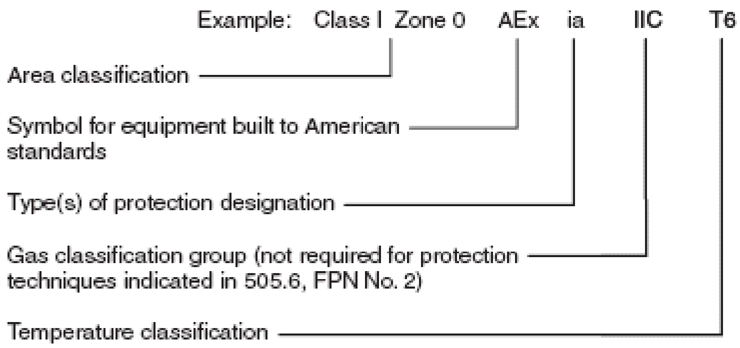


Figura 5.30

Marcado del equipo eléctrico

Fuente: NEC - 2005 artículo 505-9 (c) (2)

5.3.7 Equipo de protección.

El equipo de protección es indispensables para cualquier trabajo de mantenimiento eléctrico que se realice dentro de Pacifpetrol, además de que cada equipo debe estar bajo las normas establecidas por la empresa y de la NFPA 70E según los **Artículos 130 Trabajo en o cerca de partes Energizadas y/o 250 Equipo de seguridad y protección personal.**

A continuación se menciona los equipos de protección personal y las normas establecidas para los mismos:

a. Zapatos protectores: Se necesitan botas o zapatos con punteras de acero para proteger los dedos de los pies o de caídas de objetos. Los visitantes sin estos zapatos de seguridad deben ser escoltados y evitar actividades peligrosas. ASTM F 1117-98 / ANSI Z41

Los zapatos protectores deben cumplir con ASTM F 1117-98 / ANSI Z41 o su equivalente.

b. Protección de la Cabeza: Mientras se trabaja, se debe utilizar cascos duros, no conductores de electricidad. Esta protección es implementada en todo el área de la empresa.

La protección de la cabeza o casco deben cumplir con ANSI Z89.1 o su equivalente.

c. Protección de Oídos: Deben utilizarse tapones de oídos y amortiguadores de sonido mientras se labora en áreas de alto ruido, como es en el caso de la subestación eléctrica.

La protección de los oídos debe cumplir con ANSI 2, 3 y 19 o su equivalente.

d. Protección de Ojos y la Cara El tipo de protector de ojos y cara, debe utilizarse en áreas determinadas como potencialmente peligrosas, donde puede haber descarga de presión, piezas de hierro, arco eléctrico, relámpagos, polvo, luz dañina. Ácidos o químicos, o cualquier otro tipo de escape de partículas dañinas.

La protección de los ojos y cara debe cumplir con ANSI Z87.1 o su equivalente.

e. Ropa: Todos los trabajadores necesitan camisa, pantalón largo u overoles. Los trabajadores de la empresa poseen su respectivo uniforme.

La protección de la ropa debe cumplir con ASTM F 1506-02a o su equivalente.

f. Guantes aislantes de Caucho: Cuando se trabaja cerca de áreas eléctricamente activadas, se deberá utilizar este tipo de guantes.

La protección de la ropa debe cumplir con ASTM D 120 o su equivalente.

Los guantes aislantes de caucho son usados de acuerdo a la clase y al voltaje del circuito tal como se indica a continuación:

Uso máximo		
Clase	Voltaje de Prueba CA / CD	Voltaje de uso Máximo CA / CD
00	2500 / 10,000	500 / 750
0	5,000 / 20,000	1,000 / 1,500
1	10,000 / 40,000	7,500 / 11,250
2	20,000 / 50,000	17,000 / 25,500
3	30,000 / 60,000	26,500 / 39,750
4	40,000 / 70,000	36,000 / 54,000

Tabla 5.3

Guantes aislantes de caucho clase y voltaje máximo de uso

Fuente: Salisbury información basada en normas NFPA.

5.3.8Cuadro resumen del EPP a utilizarse en el Campus Petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Para determinar el equipo de protección personal adecuado en las diferentes actividades eléctricas a los que el empleado esta expuesto y que pueda tener condición de trabajo eléctricamente segura en o cerca de partes energizadas, nos basaremos en la información obtenida de las tablas 130.7(C) (9), 130.7 (C) (10), 130.7 (C) (11) del articulo 130 de la NFPA 70 E.

ÁREA	TAREA	CAT. RIESGO	ROPA No Fundible A STM F 1506-00			ROPA RLL				Equipo de protección RLL											GUANTE V NOMINAL	HERRAMIENTA V NOMINAL
			Camisa en T (manga corta)	Camisa T(manga Larga)	Pantalones (largos)	Camisa Manga Larga	Pantalones	Overol	Chaqueta, parca o impermeable.	Chaqueta de traje de arco	Pantalones de Traje de arco	Casco	Casco de forro RLL	Anteojos de seguridad	Monogafas/Antiparras de seguridad	Protector facial con nivel de protección a	Capucha del traje de arco	Protección de oídos	Guantes de cuero	zapatos de trabajo de cuero		
SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA																						
Generador KOHLER- WAUKESHA	Retiro de Cubiertas atornilladas	2	x			x	x		CN			x			x	x		x	x	x	N	N
	Apertura de cubiertas con bisagras	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	S
	Aislamiento de los bobinados rotoricos y estatoricos	2	x			x	x		CN			x		x		x		x		x	S	S
Generador CUMMINS	Retiro de Cubiertas atornilladas	2	x			x	x		CN			x			x	x		x	x	x	N	N
	Apertura de cubiertas con bisagras	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	S
	Aislamiento de los bobinados rotoricos y estatoricos	2	x			x	x		CN			x		x		x		x		x	S	S
Transformador de Reducción	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x		x	S	S
T1 trifásico en aceite (INATRA)	Retiro de cubiertas energizadas	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x	x	x	N	N
	Examen de cable aislado al aire libre	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	N
	Apertura de cubiertas con bisagras	3	x		x	x	x		CN			x	CR		x		x	x	x	x	N	N
S= si (requerido) N= no (requerido)	CN= (como se necesite) CR= (como se requiera)	X=Mínimo requerido																				

ÁREA	TAREA	CAT. RIESGO	ROPA							Equipo de protección RLL											GUANTE V NOMINAL	HERRAMIENTA V NOMINAL
			Camisa en T (manga corta)	Camisa T(manga Larga)	Pantalones (largos)	Camisa Manga Larga	Pantalones	Cuero	Chaqueta parca o impermeable.	Chaqueta de traje de arco	Pantalones de Traje de arco	Casco	Casco de forro RLL	Anteojos de seguridad	Monogafas/Antiparras de seguridad	Protector facial con nivel de protección arco.	Capucha del traje de arco	Protección de oídos	Guantes de cuero	zapatos de trabajo de cuero		
Estación gas natural y vehicular																						
Dos Transformador de 150 KVA	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	S
	Retiro de cubiertas energizadas	2	x			x	x		CN			x			x	x		x	x	x	N	N
	Examen de cable aislado en espacio confinado	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x		x	S	N
	Apertura de cubiertas con bisagras	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
Tableros o paneles de distribución	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	S
	Operación con IA o conmutadores con fusibles con cubiertas instaladas	0	x		x							x		x					CN	x	N	N
	Operación con IA o conmutadores con fusibles con cubiertas retiradas.	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Retiro o instalación de canaletas o bandeja de cables	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Retiro o instalación de las cubiertas de equipos misceláneos	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Instalación de tierras de seguridad después de prueba de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	N

S= si (requerido)
N= no (requerido)

CN= (como se necesite)
CR= (como se requiera)

X=Mínimo requerido

ÁREA	TAREA	CAT. RIESGO	ROPA: Camisa en T (manga corta)	ROPA: Camisa T(manga Larga)	ROPA: Pantalones (largos)	ROPA: Camisa Manga Larga	ROPA: Pantalones	ROPA: Overol	ROPA: Chaqueta parca o impermeable.	Equipo de protección RLL: Chaqueta de traje de arco	Equipo de protección RLL: Pantalones de Traje de arco	Equipo de protección RLL: Casco	Equipo de protección RLL: Casco de forro RLL	Equipo de protección RLL: Anteojos de seguridad	Equipo de protección RLL: Monogafas/Antiparras de seguridad	Equipo de protección RLL: Protector facial con nivel de protección arco.	Equipo de protección RLL: Capucha del traje de arco	Equipo de protección RLL: Protección de oídos	Equipo de protección RLL: Guantes de cuero	Equipo de protección RLL: zapatos de trabajo de cuero	GUANTE V NOMINAL	HERRAMIENTA V NOMINAL
SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA																						
Transformador de Reducción	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x		x	S	S
T2 trifásico en aceite (ECUATRAN)	Retiro de cubiertas energizadas	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x	x	x	N	N
	Examen de cable aislado al aire libre	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	N
	Apertura de cubiertas con bisagras	3	x		x	x	x		CN			x	CR		x		x	x	x	x	N	N
Pórtico de barras	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	4	x		x	x	x		CN	x	x	x	CR		x		x	x		x	S	S
	Retiro o instalación de las cubiertas de equipos misceláneos	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Instalación de tierras de seguridad después de prueba de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	N

S= si (requerido)
N= no (requerido)

CN= (como se necesite)
CR= (como se requiera)

X=Mínimo requerido

ÁREA	TAREA	CAT. RIESGO	ROPA							Equipo de protección RLL											GUANTE V NOMINAL	HERRAMIENTA V NOMINAL
			Camisa en T (manga corta)	Camisa T(manga Larga)	Pantalones (largos)	Camisa Manga Larga	Pantalones	Overol	Chaqueta, parca o impermeable.	Chaqueta de traje de arco	Pantalones de Traje de arco	Casco	Casco de forro RLL	Anteojos de seguridad	Monogafas/Antiparras de seguridad	Protector facial con nivel de protección arco.	Capucha del traje de arco	Protección de oídos	Guantes de cuero	zapatos de trabajo de cuero		
Casa Bomba																						
Tableros o paneles de distribución	Trabajo en partes energizadas incluyendo pruebas de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	S
	Operación con IA o conmutadores con fusibles con cubiertas instaladas	0	x		x							x		x					CN	x	N	N
	Operación con IA o conmutadores con fusibles con cubiertas retiradas.	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Retiro o instalación de canaletas o bandeja de cables	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Retiro o instalación de las cubiertas	1				x	x		CN			x		x					CN	x	N	N
	Instalación de tierras de seguridad después de prueba de tensión	2	x			x	x		CN			x			x	x		x		x	S	N

S= si (requerido)
N= no (requerido)

CN= (como se necesite)
CR= (como se requiera)

X=Mínimo requerido

5.4 Factores de riesgos laborales.

Las modificaciones ambientales, fenómenos y acciones que el hombre crea con su trabajo son el origen de los riesgos, generando factores agresivos que ponen a prueba la capacidad de adaptación del trabajador entrañando un peligro para su salud, producir lesiones, daños materiales y de equipos. Cuya probabilidad de ocurrencia depende de la eliminación y/o control del elemento agresivo.

Atendiendo a su origen, dividimos los factores de riesgo en:

Factores de riesgos físicos.- Existentes en los trabajos mecánicos, eléctricos que producen cortes, caídas, electrocución etc. Si se realizan tareas en condiciones anormales de calor, frío, humedad, presión, etc. el operario sufre una gran fatiga que le obliga a realizar mayor número de descansos.

Factores de riesgos químicos.- Contaminan el ambiente y están producidos por el desprendimiento de sólidos, líquidos, gases o vapores. Estos productos, cuando son nocivos, crean en el operario, además de una fatiga innecesaria, accidentes y enfermedades profesionales.

Factores de riesgos biológicos.- Motivadas por la existencia de bacterias y parásitos (entre otros) presentes en determinados ambientes laborales, que pueden desencadenar enfermedades infectocontagiosas, reacciones alérgicas o intoxicaciones al ingresar al organismo.

Factores de riesgos psicolaborales.-La interacción en el ambiente de trabajo, las condiciones de organización laboral y las necesidades, hábitos, capacidades y demás aspectos personales del trabajador y su entorno social, en un momento dado pueden generar cargas que afectan la salud, el rendimiento en el trabajo y la producción laboral.

Factores de riesgos fisiológicos o ergonómicos.-Involucra todos aquellos agentes o situaciones que tienen que ver con la adecuación del trabajo, o los elementos de trabajo a la fisonomía humana.

Representan factor de riesgo los objetos, puestos de trabajo, máquinas, equipos y herramientas cuyo peso, tamaño, forma y diseño pueden provocar sobre-esfuerzo, así como posturas y movimientos inadecuados que traen como consecuencia fatiga física y lesiones osteomusculares.

Factores de riesgo mecánico.- Contempla todos los factores presentes en objetos, máquinas, equipos, herramientas, que pueden ocasionar accidentes laborales, por falta de mantenimiento preventivo y/o correctivo, carencia de guardas de seguridad en el sistema de transmisión de fuerza, punto de operación y partes móviles y salientes, falta de herramientas de trabajo y elementos de protección personal, .

Factores de riesgo locativos.- Las características de diseño, construcción, mantenimiento y deterioro de las instalaciones locativas pueden ocasionar lesiones a los trabajadores o incomodidades para desarrollar el trabajo, así como daños a los materiales de la empresa, como:

- Pisos, escaleras, barandas, plataformas y andamios defectuosos o en mal estado.
- Muros, puertas y ventanas defectuosas o en mal estado.
- Techos defectuosos o en mal estado.
- Superficie del piso deslizante o en mal estado
- Falta de orden y aseo.
- Señalización y demarcación deficiente, inexistente o inadecuada.

Factores de riesgo eléctricos- Se refiere a los sistemas eléctricos de las máquinas, equipos, herramientas e instalaciones locativas en general, que conducen o generan energía y que al entrar en contacto con las personas, pueden provocar, entre otras lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular, según sea la intensidad de la corriente y el tiempo de contacto.

5.4.1 Panorama de factor de riesgo en el Campus Petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

Se realiza este análisis para determinar los factores de riesgo a los que están expuestos los trabajadores en la empresa, determinando los efectos que pueden ocasionar a la salud de los trabajadores y la estructura organizacional y productiva de la misma.

EMPRESA: PACIFPETROL — ÁREA: SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA — **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE. GP	Método de control instalado					INT.DE. GR	OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones de higiene: tipo Físico	Ruido	Generador Kholer/Cummins	Área de Generación	Daño auditivo inducido por ruido	2	8	4	4	30	480	Medio			Protección auditiva	2	960	Bajo	diseño para encerrar el área y uso obligatorio de protección auditiva
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Alta tensión	Sistema de transformadores INATRA de Elevación y Reducción. Equipos eléctricos existentes.	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	2	8	4	4	60	960	Alto	Mantenimiento correctivo			2	1920	Medio	Realizar mantenimiento preventivo por presencia de restos salinos y mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia y EPP.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Baja tensión	Equipos eléctricos existentes.	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	2	8	4	4	60	960	Alto	Mantenimiento correctivo			2	1920	Medio	Realizar mantenimiento preventivo por presencia de restos salinos y mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia y EPP.
Condiciones de Seguridad	Mecánico	Equipo y elementos	Área de Generación distribución eléctrica	golpes severos y cuerpos extraños en ojos	3	8	4	4	25	400	Medio		extintores y avisos de seguridad	equipo de protección personal	2	800	Bajo	Mantenimiento preventivo en los equipos existentes en el área de generación y transformadores
Condiciones de Seguridad: Eléctrica	Alta tensión	Pórtico de barras	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	3	8	10	10	75	7500	Alto		Avisos de seguridad		2	15000	Alto	Cambio inmediato del Pórtico de barras y mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia y EPP adecuados para realizar trabajos en alta tensión.

T.E: TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E: NUMERO DE EXPUESTOS

C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO

G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P

GR.: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT GR.: INTERPRETACIÓN GR
FP: FACTOR DE PONDERACIÓN

EMPRESA: PACIFPETROL — AREA: SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA — **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE. GP	Método de control instalado					INT.DE. GR	OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones de Seguridad	locativos	Pórtico de barras	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones y golpes severos	3	8	10	10	75	7500	Alto		Avisos de seguridad		2	15000	Alto	Localización de la estructura a una distancia adecuada del sistema de almacenamiento de gas para el generador.
Condiciones de Seguridad:Fisico-químico	Incendio / Explosión	Sistema de almacenamiento de gas para el generador y fugas existentes en tuberías.	Área de Generación distribución eléctrica	Quemaduras severas y/ o la muerte	2	8	10	6	75	4500	Alto				2	9000	Alto	Mejora del sistema de distribución de gas para el generador y delineamiento de seguridad adecuado.
Condiciones de Seguridad:	locativos	Sistema de almacenamiento de gas para el generador Kholer.	Área de Generaciony distribución eléctrica	Quemaduras severas y/ o la muerte	2	8	10	6	75	4500	Alto				2	9000	Alto	Localización de la estructura a una distancia adecuada del pórtico de barras y delineamientos de seguridad adecuados.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Baja tensión	instalaciones eléctricas inadecuadas	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	2	8	7	4	50	1400	Alto			equipo de protección personal	2	2800	Medio	Realizar mantenimiento preventivo y mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia y EPP.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Alta tensión	Equipo de protección en la acometida de la subestación.	Área de Generación distribución eléctrica	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	3	8	10	6	60	3600	Alto	Mantenimiento correctivo			2	7200	Alto	Colocación de apartarrayos.

T.E TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E NUMERO DE EXPUESTOS

C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO

G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P

G.R: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT G.R: INTERPRETACIÓN GR
F.P: FACTOR DE PONDERACIÓN

EMPRESA: PACIFPETROL ÁREA: ESTACIÓN DE GAS NATURAL VEHICULAR **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE. GP	Método de control instalado					INT. DE GR	OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones de Seguridad: Eléctrico	Electricidad Estática	Al suministrar GN al vehículo	Área de distribución del GNV	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	3	8	4	6	50	1200	Alto		Extintores y avisos de seguridad		2	2400	Bajo	Disponer de procedimientos seguros para las buenas prácticas en la manipulación, almacenamiento y distribución de combustibles gaseosos.
Condiciones de Higiene: Químico	Gases y vapores	Almacenamiento del gas natural	Área de distribución del GNV	Sistema respiratorio y sistema nervioso	2	8	4	4	25	400	Medio		Avisos de seguridad		2	800	Bajo	Disponer de procedimientos seguros para las buenas prácticas en la manipulación, almacenamiento y distribución de combustibles gaseosos, de tal forma que permitan la eliminación de situaciones inseguras ocasionadas por el manejo de los hidrocarburos.

T.E: TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E: NUMERO DE EXPUESTOS
C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO
G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P
G.R: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT G.R: INTERPRETACIÓN GR
F.P: FACTOR DE PONDERACIÓN

EMPRESA: PACIFPETROL ÁREA: ESTACIÓN CASA BOMBA **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE. GP	Método de control instalado				INT. DE G		OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Alta tensión	Acometida en Alta Tensión	Distribución en área Casa Bomba	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventrículo	15	8	7	6	75	3150	Alto		extintores y avisos de seguridad		2	6300	Alto	Realizar mantenimiento preventivo por presencia de restos salinos y mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Alta tensión	Cto. De transformadores INATRA	Estación Casa Bomba	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	15	8	7	6	60	2520	Alto		extintores y avisos de seguridad		2	5040	Alto	Realizar mantenimiento preventivo por presencia de restos salinos, mejorar los implementos de seguridad instalados tales como señales de advertencia , pruebas físico-químicas del aceite aislante y aislamiento de los transformadores.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Baja tensión	Equipo Eléctrico existentes en estación GNV	Cuarto de Transformadores, Cto bomba y oficina de control	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	15	8	7	6	50	2100	Alto		Extintores y Avisos de seguridad		2	4200	Alto	Mantenimiento preventivo de los equipos eléctricos existentes
Condiciones de Seguridad:Fisico-químico	Incendio / Explosión	Recepcion,almacenamiento y Transferencia de crudo.	Casa Bomba	Quemaduras severas y/ o la muerte	15	8	10	6	75	4500	Alto				2	9000	Alto	Mejora del sistema de distribución de crudo y delineamiento de seguridad adecuado.

T.E TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E NUMERO DE EXPUESTOS

C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO

G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P

G.R: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT G.R: INTERPRETACIÓN GR
F.P: FACTOR DE PONDERACIÓN

ÁREA: ESTACIÓN DE GAS NATURAL VEHICULAR

EMPRESA: PACIFPETROL **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE. GP	Método de control instalado					INT. DE GR	OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones de Seguridad: Físico químico	Incendio / Explosión	Sistema de almacenamiento de gas	Área de distribución del GNV	Quemaduras severas y/o la muerte	20	8	10	6	75	4500	Alto		Extintores y Avisos de seguridad		2	9000	Alto	Realizar seguimiento al plan de emergencias por medio de simulacros en cuanto a la amenaza de incendio y explosión. Realizar inspecciones a los equipos de extinción, sistemas de detección (detector de humo) y sistemas de alarma. Seguimiento al programa de capacitación de las brigadas en temas como: *Primeros auxilios *Salvamento y rescate *Manejo de mangueras y extintores.
Condiciones Seguridad: tipo Eléctrico	Alta tensión	Equipo Eléctrico existentes en estación GNV	Cuarto de Transformadores y equipos de la estación de GNV	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	5	8	4	6	50	1200	Alto		Extintores y Avisos de seguridad	equipo de protección personal	2	2400	Medio	Mantenimiento preventivo de los equipos eléctricos existentes, pruebas físico-químicas del aceite aislante y aislamiento de los transformadores.

T.E: TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E: NUMERO DE EXPUESTOS
C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO
G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P
G.R: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT G.R: INTERPRETACIÓN GR
F.P: FACTOR DE PONDERACIÓN

EMPRESA: PACIFPETROL ÁREA: ESTACIÓN CASA BOMBA **ELABORADO:** GRUPO TESIS

GRUPO DE RIESGO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE DE RIESGO	SECCIÓN AFECTADA	EFECTOS POSIBLES	N.E	T.E	GRADO DE PELIGRO			RESULTADO	INT.DE GP	Método de control instalado					INT. DE G	OBSERVACIÓN
							P	E	C	G.P		F	M	INDIV	FP	GR		
Condiciones de Seguridad: Eléctrico	Electricidad Estática	Carga y descarga de Crudo.	Área de descarga de Crudo.	lesiones, quemaduras, choque, fibrilación ventricular	4	8	7	6	50	2100	Alto		Extintores y avisos de seguridad		2	4200	Alto	Disponer de procedimientos seguros para las buenas prácticas en la manipulación, almacenamiento y distribución de combustibles derivados del petróleo.
Condiciones de seguridad:tipo Químico	Manipulación de sustancias	Recepcion,almacenamiento y Transferencia de crudo.	Área de descarga de Crudo.	Afecciones a la piel, Sistema nervioso, alteraciones respiratorias y alteraciones hematológicas	3	8	4	4	20	320	Medio			equipo de protección personal	2	640	Bajo	Disponer de procedimientos seguros para las buenas prácticas en la manipulación, almacenamiento distribución de crudo, de tal forma que permitan la eliminación de situaciones inseguras ocasionadas por el manejo de los hidrocarburos.
Condiciones de seguridad:tipo Físico	Calor	Temperaturas extremas por calor	Área de descarga de Crudo.	Agotamiento y fatiga especialmente en jornadas prologadas (deshidratación en diversos grados).	3	8	4	4	20	320	Medio				2	640	Bajo	Diseñar y poner en marcha procedimientos seguros para minimizar el factor de riesgo por temperaturas extremas. Dar adecuada hidratación al trabajador. • Dar espacios de descanso en la jornada.

T.E TIEMPO DE EXPOSICIÓN
N.E NUMERO DE EXPUESTOS

C. FUEN: CONTROL EN LA FUENTE
C. MEDIO: CONTROL EN EL MEDIO
C. INDIV: CONTROL EN EL INDIVIDUO

G.P: GRADO DE PELIGROSIDAD
INT.G.P: INTERPRETACIÓN G.P

G.R: GRADO DE REPERCUSIÓN
INT G.R: INTERPRETACIÓN GR
F.P: FACTOR DE PONDERACIÓN

5.5 Prevención laboral.

Se aconseja que durante las operaciones de mantenimiento eléctrico tomar las debidas precauciones para evitar accidentes dentro de las áreas de trabajo bajo las normas de la NFPA 70E según el **Articulo 235 y 440** dedicados para Lugares clasificados como peligrosos para Clase I, División 1 y 2.

1. Planificar cuidadosamente cada trabajo, asegurándose que estén disponibles un equipo adecuado y aprobado, personal suficiente para realizar el trabajo en forma segura.

2. Antes de iniciar el trabajo, conduzca una reunión especial de seguridad para informar a todos los trabajadores involucrados, respondiendo a todas sus preguntas y aclarando cualquier confusión entre los trabajadores.

3. Inspeccione el sitio de trabajo para asegurarse que existe espacio libre alrededor del equipo eléctrico, para que de esta manera permitir un escape fácil, en caso de emergencia.

4. Desenergizar todos los circuitos posibles en las cercanías del área de trabajo y asegúreles en esta condición a tierra, colocando llave y etiquetas de seguridad:

a. Si no es posible desenergizar todos los circuitos, utilice vallas, material de caucho, o cualquier otro equipo de protección necesario, para realizar el trabajo en una zona segura.

b. Las señales de peligro serán colocadas en lugares apropiados y sobre el equipo correspondiente, de manera que el personal cuente con la máxima protección.

5. Dedicar completa atención al trabajo manual. Mientras se trabaja con equipo eléctrico, no se puede tolerar personas preocupadas a que estén fantaseando.

6. Aun los voltajes bajos, como 32 voltios CA, así como también sistemas que trabajan con muchas baterías, son peligrosos y requieren adecuadas precauciones.

7. Todo equipo eléctrico considerado peligroso deberá ser desconectado inmediatamente y marcado con una etiqueta que diga “de uso peligroso”. Esta acción y la notificación de Inoperable, o herramientas eléctricas dañadas, aparatos, etc.

Deberán informarse inmediatamente al superior. Las personas no calificadas no deberán tratar de reparar dicho equipo.

8. Baja ninguna circunstancia se deberá utilizar la mano o los dedos para probar el voltaje en un circuito. Solo deberán utilizarse instrumentos de prueba apropiados y seguros.

9. Se deberá cortar inmediatamente toda la energía, en caso de accidente a incendio eléctrico. Se han instalado los interruptores de emergencia en puestos apropiados para detener la energía eléctrica:

a. Usar solamente el extintor de fuego que ha sido probado para ser utilizado en un incendio eléctrico.

b. Bajo ninguna circunstancia debe utilizarse en un incendio eléctrico fomita u otros fluidos conductores, incluyendo agua.

10. El trabajo eléctrico de cualquier tipo no deberá realizarse en caso de que una tormenta eléctrica esté ocurriendo en alguna localidad vecina.

11. Cuando se utilicen herramientas eléctricas, se deberá proporcionar protección ya sea con un equipo de conexión a tierra o un interruptor a tierra de falla de circuito (GFCI)

CONCLUSIONES

1. SUBESTACION ELECTRICA

- Con base en la clasificación generalmente adoptada para áreas peligrosas por la normativa norteamericana (NEC) Artículo 501 del NEC 2005 y NFPA 70 Articulo 500.6 en el campo petrolero de la Prov. Santa Elena "Ing. Gustavo Galindo Velasco" se ha tomado en cuenta las áreas de alto riesgos y se lo clasifico según el NEC, API como **Clase I, División 2** por las características atmosféricas del gas presente en el sistema de generación se lo ha determinado en el **GRUPO D.**

- El Sistema de Generación y Distribución Eléctrica del campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco cuenta con un sistema de autogeneración de energía eléctrica, con una capacidad de 675 KW, distribuida en dos generadores: principal KOHLER- WAUKESHA y emergencia CUMMINS. La subestación cuenta con dos transformadores: Transformador INATRA de la, Transformador ECUATRAN y adicionalmente cuenta con un pórtico de barra a 3300 voltios, un sistema de almacenamiento y distribución de gas para el grupo generador KOHLER- WAUKESHA. Se estableció los límites de área mediante los documentos **NRF-036-PEMEX-2003 Artículo 8.2.19.2, Articulo 8.2.20, Articulo 8.1.14, NEC 2005 secciones 450-21 a 450-27 y NRF-010-PEMEX-2004 Artículo 8.2 tabla Nº 1, Artículo 8.3 tabla Nº 2.** Los detalles de la información obtenida de las normas se lo efectúo en Autocad apreciándose que las distancia entre el pórtico de barras de alta tensión y el sistema de almacenamiento y distribución de gas para el grupo generador KOHLER- WAUKESHA no son adecuadas, ocasionado un ambiente peligroso de incendio y explosión por ser un área de riesgo latente.

- Las condiciones operativas de los transformadores de elevación y reducción de la central de generación campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco, se califican de buenas.

- No existe switch gear para la operación y control del sistema de generación-transformación-distribución.
- El pórtico de barras de 3.300V se encuentra en pésimas condiciones operativas y constituye un verdadero peligro para la seguridad y operación de todo el sistema eléctrico del Campus.
- No existe un registro de mantenimiento ni monitoreo.
- Se han adoptado disposiciones en cuanto a la señalización de EPP a utilizar y de los riesgos existentes en el campo petrolero, sin embargo se encontraron falencias en el Sistema de Distribución y Generación de Ancón en donde se encuentran las celdas de malla metálica y en cuyo interior están instalados los transformadores de elevación y reducción no cuentan con candados de seguridad y señalización de peligro por alta tensión.

2. ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

- Con base en la clasificación generalmente adoptada para áreas peligrosas por la normativa norteamericana (NEC) artículo 501 del NEC 2005 y NFPA 70 articulo 500.6 en el campo petrolero de la Prov. Santa Elena “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se ha tomado en cuenta las áreas de alto riesgos y se lo clasifico según el NEC, API como **Clase I, División 2** y por características atmosféricas se encuentra dentro del **GRUPO D.**

- El equipamiento es NUEVO, tiene poco uso, por lo que en condiciones normales de operación y mantenimiento poseen una buena vida útil de 23 años.
- Las condiciones de operación de los equipos: transformadores, conductores, paneles de distribución, paneles de control, sistema de iluminación, elementos de protección y desconexión, etc. son normales, por lo que se encuentran dentro de las condiciones de diseño.

- En la Estación de Gas Natural Vehicular (GNV) se determino los límites de área de los departamentos, surtidores de GNV, cabina de transformación y equipos eléctricos existentes en el lugar mediante los documentos **NRF-036-PEMEX-2003 artículo 8.1.8.1, Artículo 8.1.8.1.1, Artículo 8.1.8.1.2, Artículo 8.1.14, Artículo 8.1.15 y NRF-010-PEMEX-2004 Artículo 8.2 tabla Nº 1, Artículo 8.3 tabla Nº 2** . Los detalles de la información obtenida de las normas se lo efectúo en Autocad apreciándose que las distancias son prudentes entre los departamentos, surtidores de GNV, cabina de transformación y equipos eléctricos.

- Dentro del manual de seguridad industrial que nos facilito el campus petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco esta definido el EPP (Equipo de protección personal) a utilizar bajo normas internacionales; pero no se especifica cual es el adecuado llevar al momento de efectuar una tarea especifica y que con lleve un riesgo eléctrico para el operario. Por tal razón se llevo a cabo un cuadro resumen del EPP a utilizarse en las diferentes áreas estudiadas y que para la realización del mismo nos basamos en la información obtenida de las tablas 130.7(C) (9), 130.7 (C) (10), 130.7 (C) (11) del articulo 130 de la NFPA 70 E. (Ver tablas en Anexo 3)

3. ESTACION CASA BOMBA

- Con base en la clasificación generalmente adoptada para áreas peligrosas por la normativa norteamericana (NEC) artículo 501 del NEC 2005 y NFPA 70 articulo 500.6 en el campo petrolero de la Prov. Santa Elena "Ing. Gustavo Galindo Velasco" se ha tomado en cuenta las áreas de alto riesgos y se lo clasificó según el NEC, API como **Clase I, División 2** y por características atmosféricas que existen se encuentra dentro del **GRUPO D**.

- En el centro de carga Casa Bomba se determino los límites de área de los departamentos, tanques, carga y descarga de crudo y equipos eléctricos existentes en el lugar mediante los documentos NRF-036-PEMEX-2003 Artículo 8.1.9.2, Artículo 8.1.10.1.2, Artículo 8.1.12.1 y NRF-010-PEMEX-2004 Artículo 8.2 tabla Nº 1, **Artículo 8.3 tabla Nº 2**

Los detalles de la información obtenida de las normas se lo efectúo en Autocad apreciándose que las distancias son prudentes entre departamentos, tanques, carga y descarga de crudo y equipos eléctricos presentes en Casa Bomba.

- El equipamiento es NUEVO, tiene poco uso, por lo que en condiciones normales de operación y mantenimiento poseen una buena vida útil de 23 años.

- Las condiciones de operación de los equipos: transformadores, conductores, paneles de distribución, paneles de control, sistema de iluminación, elementos de protección y desconexión, etc. son normales, por lo que se encuentran dentro de las condiciones de diseño.

- La metodología de trabajo empleada implica una fuerte participación del personal en las diferentes áreas de Pacifpetrol, etapas de estudios técnicos y desarrollo de procedimientos, lo que significa una facilidad a la hora de ejecutar una tarea que implique un riesgo. De ahí la importancia de mejorar y actualizar los procedimientos de trabajos que puedan originar un riesgo sea este eléctrico o no.

RECOMENDACIONES

1. SUBESTACION ELECTRICA

- Reconstruir y reubicar el pórtico de barras a 3300 voltios de alta tensión al encontrarse obsoleto y a una distancia no adecuada del sistema de almacenamiento y distribución de gas para el grupo generador KOHLER- WAUKESHA, siendo muy peligrosa la operación del mismo ya que en cualquier momento causara un corto circuito y al encontrarse muy cerca de una producto combustible (gas) puede ocasionar una explosión e incendio.
- Se debe cambiar las puntas terminales de la acometida aislada a nivel de 13800 voltios que alimenta al transformador de reducción de 13800 / 3300 voltios.
- Se debe instalar una protección de sobre tensión (pararrayos) en la estructura terminal de donde se alimenta la acometida aislada que energiza al transformador de reducción de 13800 / 3300 voltios.
- Es necesario que se realice un corte de energía con el carácter de urgente para retirar herrajes innecesarios instalados peligrosamente, así como pedazos de cable que se encuentran colgados y energizados, siendo un peligro al personal que labora en la empresa.
- Realizar cada 6 meses una inspección y mantenimiento de las acometidas en alta tensión y los equipos presentes, transformadores instalados en las cabinas respectivas, debido que se encuentran en un ambiente salino y rodeado de polvo.
- Instalar un switch gear para monitorear, controlar y proteger la operación del sistema de generación-transformación-distribución.
- El sistema debe ser controlado y monitoreado por un operador.
- El generador KOHLER de 440KW se encuentra sobredimensionado, ya que alimenta un transformador de 400KVA, se debe a que fue instalado en la época ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS LTD. (1911 - 1976)

- Si bien en mayor o menor medida se venían realizando tareas de mantenimiento sobre los equipos existentes en el campo petrolero, es recomendable llegar al detalle y a la sistematización de actividades. Esto permitirá detectar defectos ocultos, evitando una parada no programada o directamente la falla del equipo.

2. ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

- Se debe instalar la válvula inferior a los transformadores con el fin de facilitar la toma de muestras de aceite y la realización del diagnostico del equipo cuando se lo necesite.
- Cambiar el Breaker indicado en le diagrama unifilar plano IE/03 de 3P-160A a 2P-100A. Ya que se encuentra sobredimensionado.
- Se debe construir una pequeña cisterna de $1m^3$ para que pueda recoger en caso de fuga de aceite de los dos transformadores de 150KVA en el cuarto eléctrico de la estación GNV cada uno con 270 lts. de aceite, lo que nos da en total por los dos transformadores 540lts, por lo cual se construirá una cisterna de $1m^3$.
- Proceder con la realización de tareas de mantenimiento rutinario de las cabinas de transformadores.
- Se debe utilizar cable del tipo MI en las instalaciones eléctricas pues actualmente se están utilizados cables tipo THW.
- La delimitación y señalización de zonas de trabajo o de equipos eléctricos que indican la existencia de un riesgo deben disponer de las advertencias e instrucciones necesarias de modo que se impidan los errores de interrupción, maniobras incorrectas, y contactos accidentales con los elementos en tensión o cualquier otro tipo de accidente.

- Se recomienda que las áreas donde existe peligro eléctrico, de incendio o explosión se colocarán las instrucciones sobre los primeros auxilios que deben presentarse en caso de accidente en un lugar perfectamente visible.

3. ESTACION CASA BOMBA

- Proceder con las rutinas de mantenimiento de las cabinas de transformadores
- Instalar la válvula inferior de los dos transformadores con el fin de facilitar no solo la toma de muestras de aceite cuyo análisis es muy importante para el diagnostico del equipo, sino también para efectuar el filtrado por termo vacío al aceite cuando sea requerido.
- Se recomienda cambiar las lámparas en el cuarto de bombas ya que no son a prueba de explosión división I. pueden ser lámparas de vapor de sodio alta presión a prueba de explosión de 70 y 100W, las cuales están encerradas en un recipiente metálico de preferencia de aluminio sin cobre con acabados y revestimiento epóxido de alta resistencia a la corrosión.
- Se debe utilizar cable del tipo MI en las instalaciones eléctricas pues actualmente se están utilizados cables tipo THW. Especialmente los que llegan a los transformadores de la casa bomba.
- Es importante llevar un adecuado mantenimiento de los equipos eléctrico, cabinas de transformadores y demás instalaciones en el campo petrolero de la Prov. Santa Elena “Ing. Gustavo Galindo Velasco” debido a que se encuentra en un ambiente salino y esto puede causar el mal funcionamiento de equipo y/o daño total de los mismos, ocasionándose una atmosfera peligrosa en las diferentes áreas estudiadas y provocando un alto riesgo de incendio y explosión.

ANEXOS

ANEXO 1

SUBESTACION ELECTRICA


FALTA DE SEGURIDAD EN
LAS CELDAS DE
TRANSFORMADORES


CERRAMIENTO Y SEGURIDAD PARA
GENERADORES ELECTRICOS


PRESENCIA DE CORROSION POR EL AMBIENTE SALINO
DEL GENERADOR Kohler- Waukesha


PRESENCIA DE CORROSION POR CAUSA DE AMBIENTE
SALINO DEL GENERADOR CUMMINS


PLACAS DE IDENTIFICACION EN
GENERADORES Y TRANSFORMADORES


PORTICO DE BARRAS DE 3.300V EN MAL ESTADO

ESTACION GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)


"GNV"
GAS ALTA PRESION
PRESION DE CARGA MAXIMA
ADMITIDA: 3.000 psi
Prohibida la carga en ausencia del encargado
Prohibido fumar
Detener el motor
Sr. Conductor
Durante la carga es obligatorio el descenso de todos los pasajeros
Apague las luces
Desconecte todos los aparatos eléctricos
LETREROS DE SEGURIDAD EN GNV


PRESENCIA DE EXTINTORES EN EL AREA

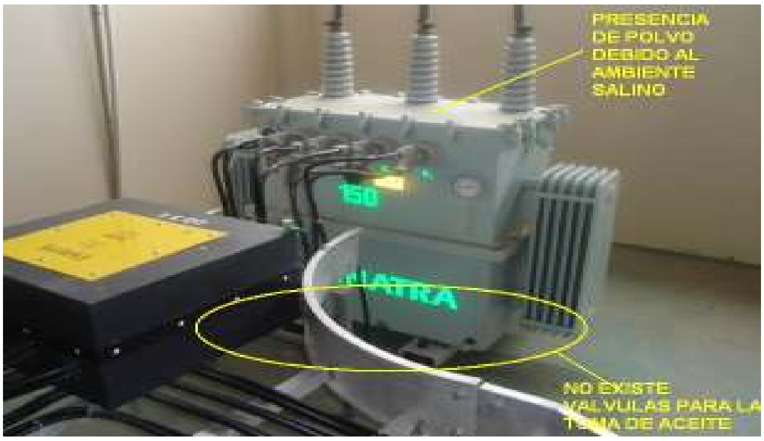

DISTANCIA CONSIDERADA ENTRE EL DSITRIBUIDOR DE
GAS NATURAL Y LOS CUARTOS DE
TRANSFORMADORES Y CUARTOS DE CONTROL


SISTEMA DE PARARRAYOS


PELIGRO
TABLEROS DE
DISTRIBUCION DE
ACERO INOXIDABLE


DISTRIBUCION DE
CABLES EN CANALETAS
DE ACERO INOXIDABLE

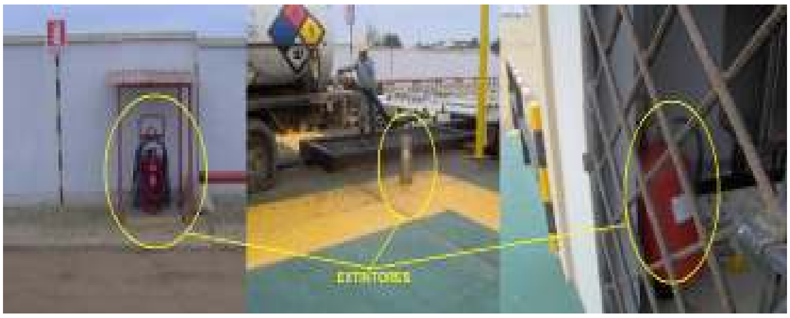

IDENTIFICACION DE CABLES DENTRO DE
TABLEROS DE DISTRIBUCION

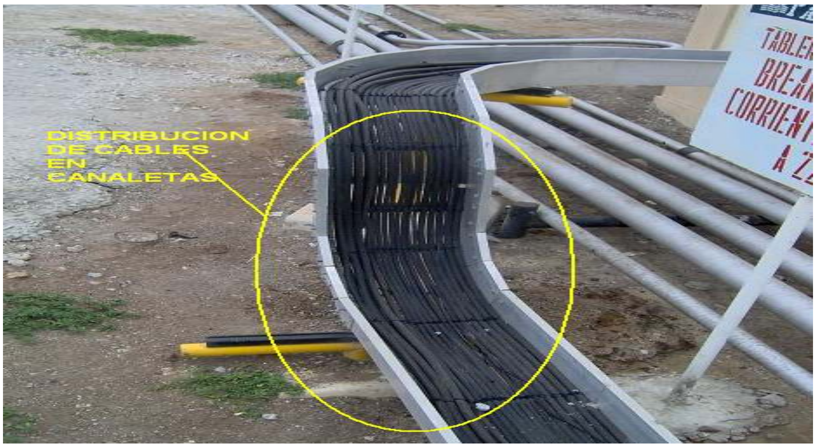


ESTACION CASA BOMBA

Letreros de seguridad dentro de la Estación Casa Bomba


SEÑALAMIENTO DE AREAS PELIGROSAS EN LA
ZONA DE DESCARGA DE CRUDOS


EXTINTORES


DISTRIBUCION
DE CABLES
EN
CANALETAS


LUMINARIAS CON
DISTANCIAS
ADECUADAS


ZANJAS EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO
DE CRUDO EN CASO DE DERRAMES


SEPARACION ENTRE
EQUIPOS ADECUADA

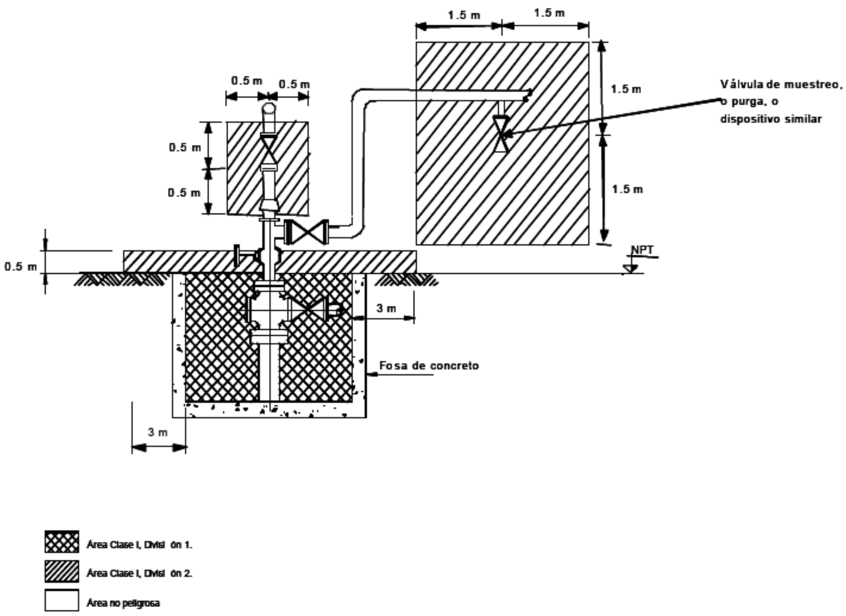

SENSORES DE NIVEL EN LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DE CRUDO


PLACAS DE IDENTIFICACION DE MOTORES

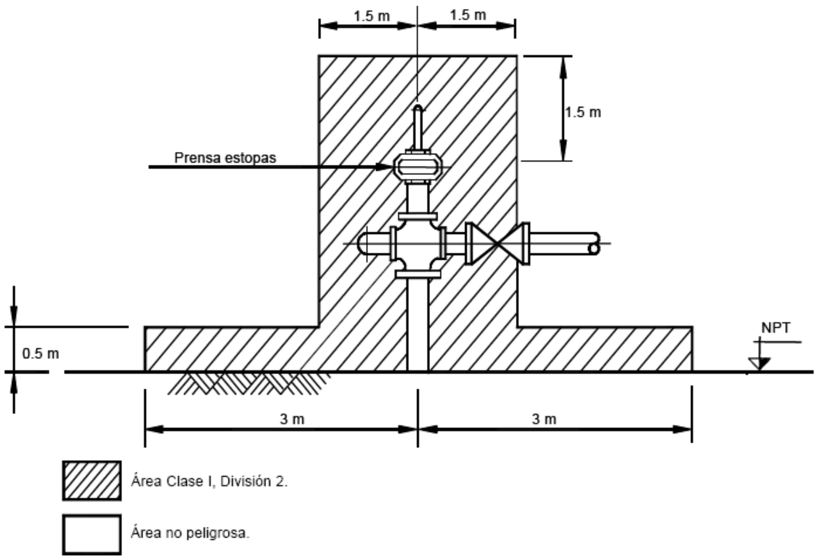

CRUDO
IDENTIFICACION DE TUBERIAS DE
TRANSPORTACION DE CRUDO


TABLEROS DE
ACERO
INOXIDABLE

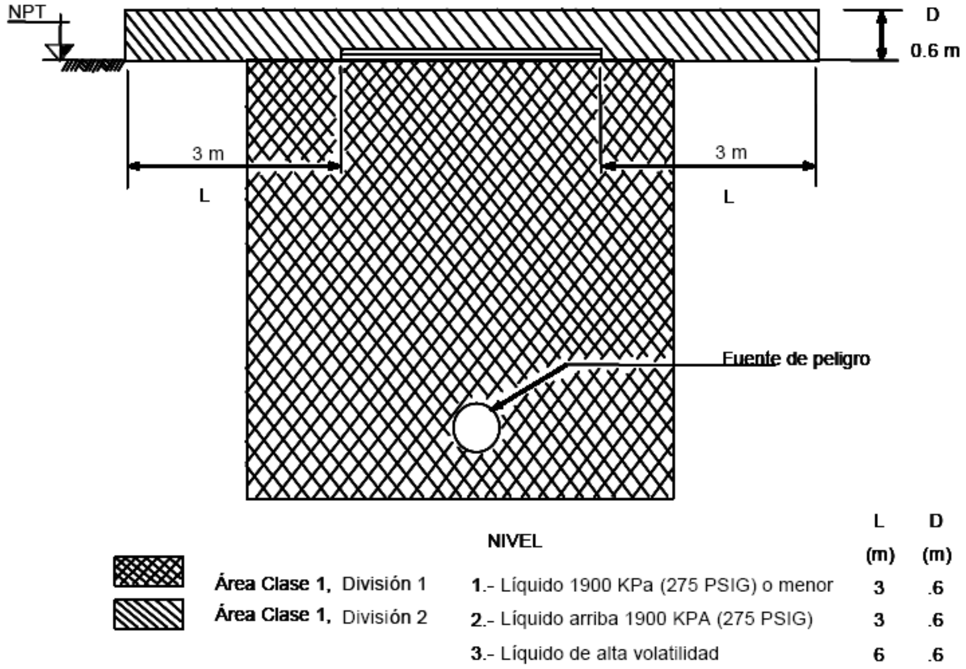
ANEXO 2



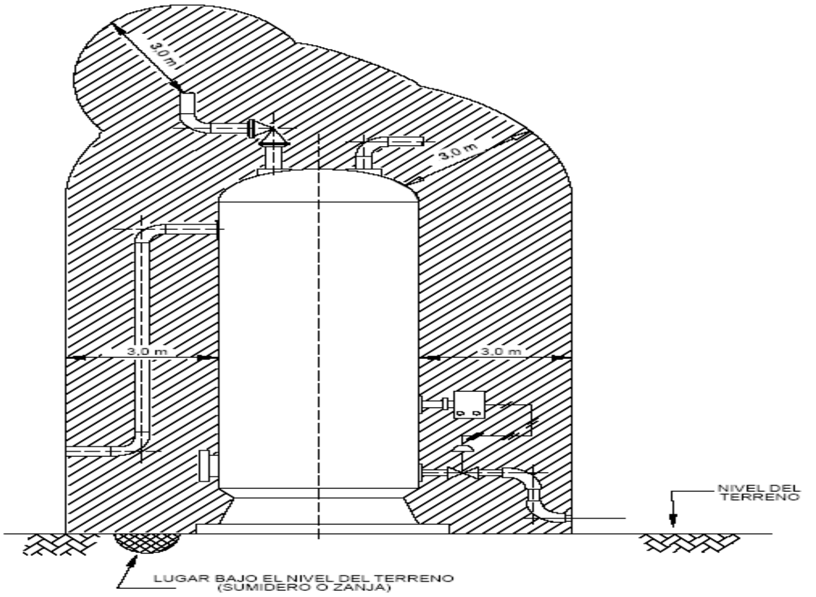
Áreas peligrosas clasificadas en un pozo de producción de flujo natural.



Áreas peligrosas en un pozo de producción con bombeo mecánico y contrapozo.



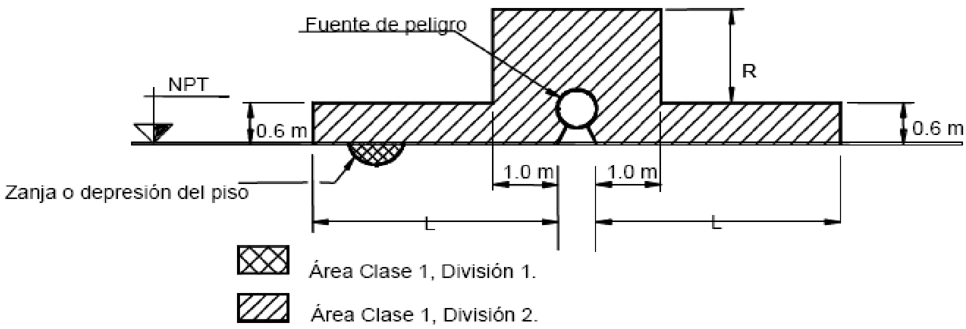
Áreas peligrosas en registros ó zanjas en donde se instalan tuberías con válvulas, bridas sistemas de muestreo, instrumentación los cuales manejan líquidos inflamables ó de alta volatilidad.



NOTA:

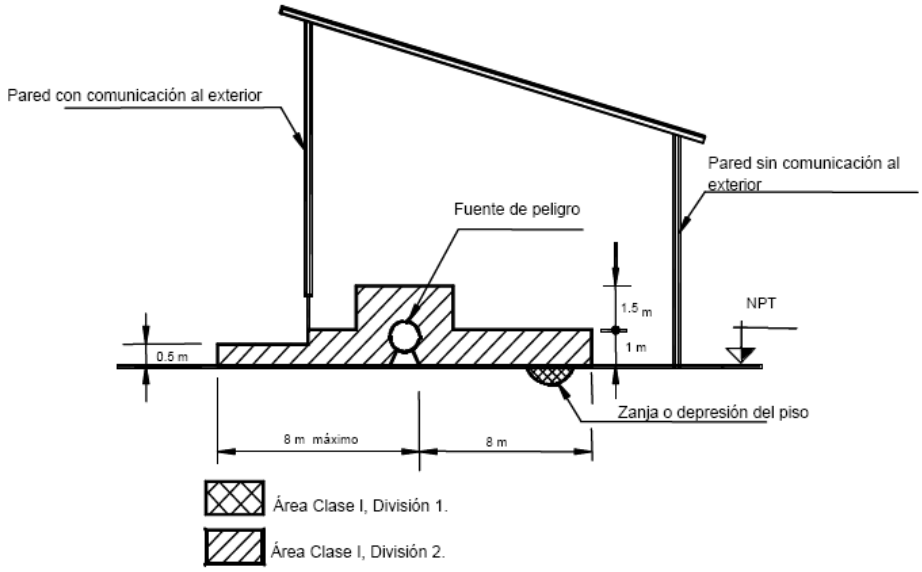
Las distancias sugeridas en las figuras están dadas para casos típicos y en ningún momento pretenden cubrir toda la gama de posibles situaciones que se presentan, por lo cual estas figuras no pueden sustituir el sano criterio de ingeniería del diseñador.

RECIPIENTES A PRESION (SEPARADOR GAS – PETROLEO)

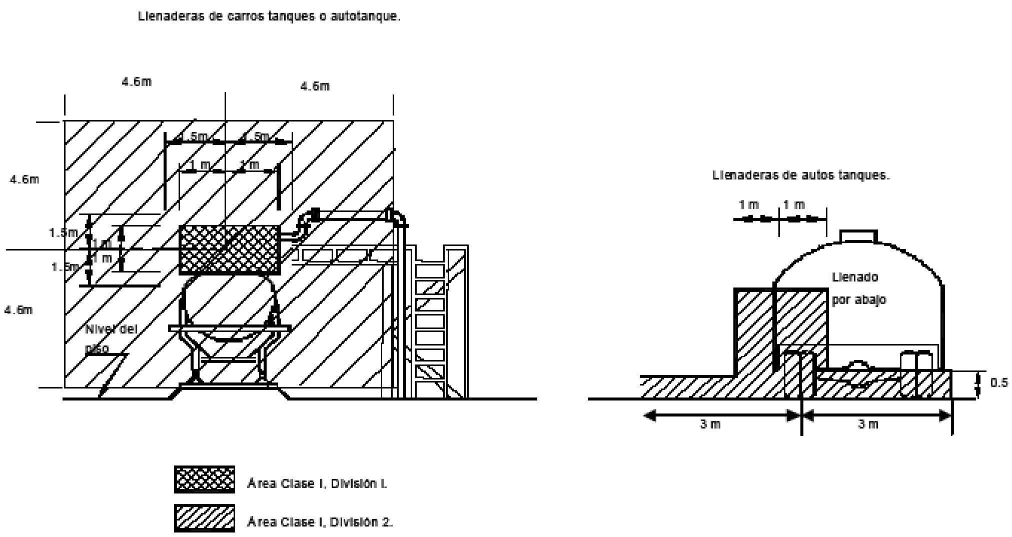


Nivel	L(m)	R (m)
1 - Líquido 1900 KPa (275 PSIG) o menor	3	1
2 - Líquido arriba de 1900 KPa (275 PSIG)	3	1

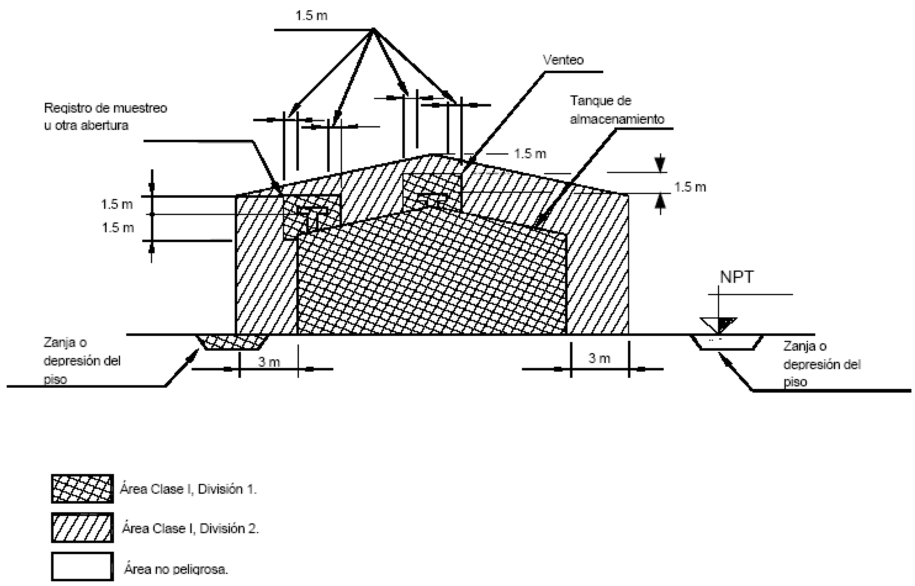
Áreas peligrosas en tuberías con válvulas, bridas, dispositivos de vaciado medidores y otros dispositivos similares de instrumentación que manejan líquidos inflamables, instalados en lugares a la intemperie.



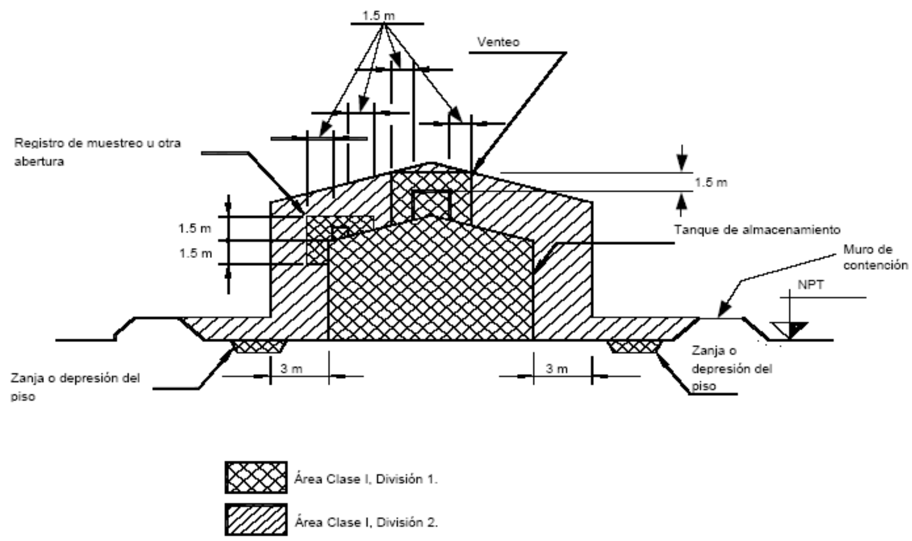
Áreas peligrosas en las bombas, dispositivos de vaciado, medidores y otros dispositivos similares de líquidos inflamables instalados en locales libremente ventilados.



Áreas peligrosas en llenaderas y descargaderas de carros tanque y auto tanques.



Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo fijo, sin muro de contención.

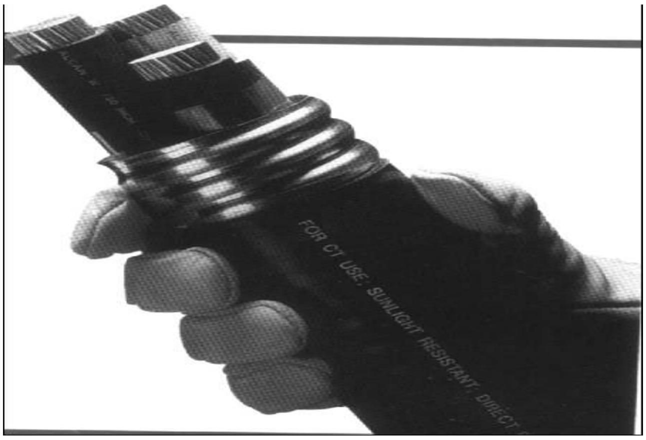


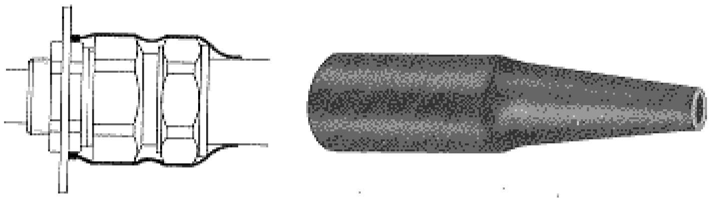
Áreas peligrosas en tanques de almacenamiento de techo fijo, con muro de contención.

ANEXO 3

CABLES CON AISLAMIENTO TIPO MI

CABLE CON AISLAMIENTO MC





Cubierta de PVC para Prensaestopa

Prensa estopa con anillo sellante y entrada roscada

Tipo de prensa estopa	*Grado de protección IP*			
	Rosca de entrada		*Manga de PVC*	
A2, D1W, E1W, E2W, E1X, A2F, D1FW, E2FW, E2FX	IP 54	IP 65	IP 55	IP 65
CW, CX	IP 54	IP 56	IP 56	IP 56
B 384/324/368/350/327/347/323/367	IP 54	IP 55	IP 55	IP 55
Adaptador	IP 54	-	-	-

Posible rosca de entrada	**Rosca Métrica**	**Imperial**	**NPT**
Tamaño de la prensa estopa		**(Pulgadas)**	**(Pulgadas)**
16	M16 x 1,5	5/8”	½”
20s **20**	M20 x1,5	¾”	
25s **25**	M25 x 1,5	1”	¾”
32 **40**	M32 x 1,5 M40 x 1,5	1 ¼” 1 ½”	1” 1 ¼”
50s **50**	M50 x 1,5	2”	1 ½” 2”
63s **63**	M63 x 1,5	2 ½”	2” 2 ¼”
75s **75**	M75 x 1,5	3”	3”

Roscas de entrada para prensaestopas

Tipo de cable Sellos/Armadura	Sin armadura		Armado		
	Tipo	Cinta de acero interna	De alambre	Trenzado	Cinta de aluminio
Capa externa	A1/A2	A3	-	-	-
Armadura + sello interno	-	-	D1W	-	-
Armadura + cápsula principal interna	-	-	D2W	-	-
Armadura + sello externo	-	-	CW	CX	CY
Armadura + sello externo e interno	-	-	E1W	E1X	E1Y
Armadura + sello externo e interno + cápsula principal	-	-	E2W	E2X	E2Y
Suplemento para Ex d Prensaestopas antideflagrante	F				

Prensa estopas (BS 6121)

EQUIPOS A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

Cámara de video con protección
contra explosiones para observación
en áreas peligrosas.

LUMINARIAS A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

T-LUX 6030 (TEXCA) Designación (IEC /NEC 505):
Para Uso en Zonas 1 y 2

ESTACIONES DE CONTROL A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

TABLA DE CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCICUITO - ENERGÍA INCIDENTE - Y DISTANCIA DE FRONTERA DE PROTECCIÓN PARA UNA QUEMADURA CURABLE DE SEGUNDO GRADO

Niveles de Tension Nominal		Transformador Sistema (MVA)	Impedancia del Transformador % Z	Cortocircuito Trifásico simétrico (Amperios)	Potencia Arco (MW)	Tiempo de Limpieza o Despeje de Falla (Ciclos)	Tiempo de Limpieza o Despeje de Falla (segundos)	Distancia Típica de Frontera de Protección Para Una quemadura de segundo grado curable: metodo 1 (pulgadas) / metodo 1 (pies) / metodo 1 (metros)	Unidad de Distancia Frontera	metodo 2 (pulgadas) / metodo 2 (Pies) / metodo 2 (metros)	Energia Incidente en Cal /cm2: Arco eléctrico al aire libre	Unidad de Energía Cal / cm2 Joules / cm2	Arco eléctrico dentro de una caja abierta de un lado
13,2	KV	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	149	1,7	6	0,1	11,41 0,95 0,29	pulgadas pies metros	11,98 1,00 0,30	1,09 4,57	Cal / cm2 Joules / cm2	
13,2	KV	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	38% de cortocircuito 57 Minimo nivel de falla	0,6	30	0,5	15,72 1,31 0,40	pulgadas pies metros	26,75 2,23 0,68	0,41 1,73	Cal / cm2 Joules / cm2	
3,3	KV	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	596	1,7	6	0,1	11,41 0,95 0,29	pulgadas pies metros	11,98 1,00 0,30	1,09 4,57	Cal / cm2 Joules / cm2	
3,3	KV	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	38% de cortocircuito 227 Minimo nivel de falla	0,6	30	0,5	15,72 1,31 0,40	pulgadas pies metros	26,75 2,23 0,68	0,41 1,73	Cal / cm2 Joules / cm2	
440	V	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	4.473	1,7	6	0,1	11,41 0,95 0,29	pulgadas pies metros	11,98 1,00 0,30	3,63 15,21	Cal / cm2 Joules / cm2	12,35 51,69
440	V	150KVA = 0,15MVA 0,1875 0,15MVA * 1,25	5,50	38% de cortocircuito 1.700 Minimo nivel de falla	0,6	30	0,5	15,72 1,31 0,40	pulgadas pies metros	26,75 2,23 0,68	3,73 15,61	Cal / cm2 Joules / cm2	22,13 92,62

ANEXO 4

DIAGRAMA UNIFILAR DEL CAMPUS PETROLERO “Ing. Gustavo Galindo Velasco-ANCON”

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS EN ESTACION CASA BOMBA

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS EN ESTACION GAS NATURAL VEHICULAR

BIBLIOGRAFIA

1. CODIGO ELECTRICO NACIONAL NEC, Comité del Código Nacional Eléctrico y Aprobada por la NFPA, Edición 2005, Pag. 348-364.
2. NFPA 70 E, Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo, OBERON Edición 2004, Pag. 30-38, 86-90.
3. PETROLEOS MEXICANOS PEMEX, Diseño de Instalaciones Eléctricas en Plantas Industriales, Edición 2003, Pag. 1-85
4. NORMAS MEXICANAS NOM, Instalaciones Eléctricas, Edición 2006
5. TÓPICOS DEL Ing. JUAN GALLO
6. MANUAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, Departamento De Higiene, Seguridad Y Ambiente (H.S.A), PACIFPETROL, Primera Edición 2005.
7. JOSE SANZ SANZ, Análisis Modal De Fallos Y Sus Efectos-MICRO, 2007. Pag. 1 – 24.
8. Petróleos Mexicanos, Normas NRF-10 PEMEX Espaciamientos Mínimos y Criterios para la Distribución de Instalaciones Industriales en Centros de Trabajos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 2004 http://www.pemex.com.

9. Instituto nacional de seguridad e higiene en el trabajo, atmosferas potencialmente explosivas. Clasificación de emplazamientos clase 1 , ley de prevención de riesgos de trabajo http://www.insht.es/portal/site/Insht
10. Almacenaje de fluidos en plantas de procesos http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_quimica/almacenajefluidos/default6.asp
11. Guía técnica colombiana GTC 45 Guía para él diagnostico de condiciones de trabajo o panorama de factores de riesgos, su identificación y valoración, instituto colombiano de normas técnicas y certificación (Incontec)
12. Ing. Elena Moreno Salas, Sistema ATEX para atmosferas potencialmente explosivas, www.guijarro-hnos.es,enero 2006.
13. Publicaciones en áreas peligrosas, http://www.texca.com/pubindex.htm
14. Factores de riesgos ocupacionales conceptos básicos http://saludocupacional.univalle.edu.co/factoresderiesgoocupacionales.htm#arriba