ASEA

AGENCIA DE SEGURIDAD,
ENERGÍA Y AMBIENTE

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

Equipo Integrado De Descompresión De GNC, Planta Oxiteno México S.A. De C.V.,

PRESENTADO POR

Oxiteno México S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos,

Elaborado por:

Oxiteno México S.A de C.V.

JUNIO 2019

ÍNDICE

I ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO..... 5

I.1 Descripción del Proceso 5

I.1.1 Bases de diseño..... 6

I.1.2 Diseño Civil. 11

I.2 Uso actual de la zona en estudio. 24

I.2.1 Diseño Mecánico..... 26

I.2.2 DESCRIPCIÓN DE OBRA ELÉCTRICA 26

I.2.3 DESCRIPCIÓN DE OBRA CIVIL 27

I.2.4 CRITERIOS DE DISEÑO Y MEMORIA DE CÁLCULO 31

I.3 DESCRIPCION DETALLADA DEL PROCESO 34

I.3.1 Hojas de seguridad. 39

I.3.2 Almacenamiento 40

I.3.3 Equipos de Proceso y Auxiliares 46

I.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN..... 53

I.4.1 SISTEMAS DE AISLAMIENTO. 54

I.5 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS..... 59

I.5.1 Antecedentes de accidentes e incidentes. 59

I.5.2 Análisis de Riesgos..... 64

I.5.3 Metodologías de identificación y jerarquización. 64

I.5.4 Hazop. 66

II DESCRIPCION DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES. 88

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN..... 88

II.2 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL. 102

III SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. 105

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS. 105

III.2 SISTEMAS DE SEGURIDAD. 107

III.3 MEDIDAS PREVENTIVAS. 112

IV RESUMEN 136

IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. ... 136

V RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL..... 137

V.1 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO..... 139

VI IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. 141

VI.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN. 141

VI.1.1 Planos de localización. 141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Normas de Comisión Reguladora de Energía 7
Tabla 2. Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME/ANSI) 7
Tabla 3. Normas de la Sociedad Americana de Materiales y Pruebas 8
Tabla 4. Especificaciones Generales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) 8
Tabla 5. National Fire Protection Association 9
Tabla 6. Estándares y especificaciones para los materiales utilizados en la construcción del ducto 9
Tabla 7. Distribución de áreas 31
Tabla 8. Especificaciones técnicas 33
Tabla 9. Índice de Especificación Oxiteno 34
Tabla 10. Especificación de tubería e instrumentos para C1P1. 34
Tabla 11. Cantidad de gas natural (metano) manejada en el sistema 41
Tabla 12. Componentes Básicos del Contenedor Hexagon Lincoln ISO. 42
Tabla 13. TAGs y condiciones de operación de las calderas de vapor y el calentador de aceite térmico tienen como TAGs. 53
Tabla 14. Condiciones de operación de Equipos de consumo 54
Tabla 15. Sustancias de mayor índice de accidentes 60
Tabla 16. Tipos de estabilidad 89
Tabla 17. Condiciones meteorológicas que definen la Clase 89
Tabla 18. Diámetros equivalentes de la fuga (DEF) 90
Tabla 19. Criterios de zonas de seguridad y riesgo 91
Tabla 20. Efectos de radiación térmica según la intensidad de radiación emitida 91
Tabla 21. Valores de sobrepresión y daño producido en detonaciones 92
Tabla 22. Interacciones de riesgo 101
Tabla 23. Síntesis del inventario ambiental del Sistema Ambiental 102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de un Gasoducto Virtual 6
Figura 2. Regiones sísmicas de México 12
Figura 3. Zonas sísmicas presentes en el Municipio de Coatzacoalcos, Veracruz: 13
Figura 4. Plano de licuefacción de arenas del Municipio de Coatzacoalcos 14
Figura 5. Plano fallas y fracturas próximas al SA. 15
Figura 6. Mapa de peligro por deslizamiento en el Municipio de Coatzacoalcos. 16
Figura 7. Mapa de peligro por erosión en el Municipio de Coatzacoalcos. 17
Figura 8. Vulcanismo 19
Figura 9. Rosa de vientos del Municipio de Coatzacoalcos 20
Figura 10. Plano de peligro por vientos 20
Figura 11. Mapa de peligro por inundación en el Municipio de Coatzacoalcos. 22
Figura 12. Plano de Uso de Suelo y vegetación del S.A. 25
Figura 13. Reubicación del pararrayos 27
Figura 14. Reubicación de Virgen de Guadalupe 28
Figura 15. Diseño de cimentación del gas Natural 29
Figura 16. Típico de Instalación de tubería de Gas Natural y de Tubería Conduit en Trinchera 29
Figura 17. Trayectoria línea de Fuerza. 30
Figura 18. Trayectoria línea de Control. 31
Figura 19. diagrama de flujo del proceso del suministro de GNC 36
Figura 20. Diagrama de flujo del proceso de la Estación de descompresión 37
Figura 21. Unidades contenedoras/semirremolques denominados, Titán 42
Figura 22. Cilindros Titan 44
Figura 23. Tuberías para carga y descarga de los tanques. 45
Figura 24. Diagrama de ejemplo de PRM 48
Figura 25. Regulador tipo 49
Figura 26. Reguladores operados por piloto 49
Figura 27. Reguladores configuración "Principal/monitoreo 50
Figura 28. Reguladores configuración "Operación de Monitoreo 50
Figura 29. Ejemplo de diagrama de HCM 51
Figura 30. Pantalla Principal 1Pantalla de PRS 55
Figura 31. Pantalla PRS (Calentando/ 1Pantalla PRS (en operación/calentamiento) 56
Figura 32. Listado de alarmas 57
Figura 33. Pantalla de entrada de password/clave - Pantalla de digitación de clave numérica .. 57
Figura 34. Desarrollo del Estudio de Análisis de Riesgo HAZOP 68
Figura 35. Plano radio de afectación Evento 1 explosión 95
Figura 36. Plano radio de afectación Evento 1 incendio 96
Figura 37. Plano radio de afectación Evento 2 explosión 98
Figura 38. Plano radio de afectación Evento 3 incendio 100

I ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1 Descripción del Proceso

La empresa Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos, Veracruz dedicada en la fabricación de productos químicos tensoactivos cuenta con 2 calderas de vapor y una caldera de aceite térmico para suministro de estos servicios a sus procesos.

Actualmente en las calderas de vapor y en la caldera de aceite térmico se usa Diésel como combustible de generación de calor, pero este tiene un mayor costo energético y también una mayor huella de CO2 comparado con el Gas Natural, es por esta razón que se quiere migrar a un combustible “más limpio” y de un costo

más competitivo.

Para ello las calderas y el calentador de aceite térmico cambiaran el combustible de generación de calor al Gas Natural.

La empresa Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos tiene como caso de negocios la sustitución de Diésel por Gas Natural, esto debido a las siguientes consideraciones.

- La generación de vapor para uso industrial hoy en día se mueve con combustible diésel.
- El precio de venta al público del diésel es mucho mayor que el del gas Natural.
- El gas natural representa ser energéticos menos contaminante.
- El gas natural representa una alternativa de ahorro.

La operación y promoción de proyectos de gas natural comprimido pueden tener las siguientes características:

- Estaciones de Gas Natural Vehicular – GNV

- Estaciones Multimodales

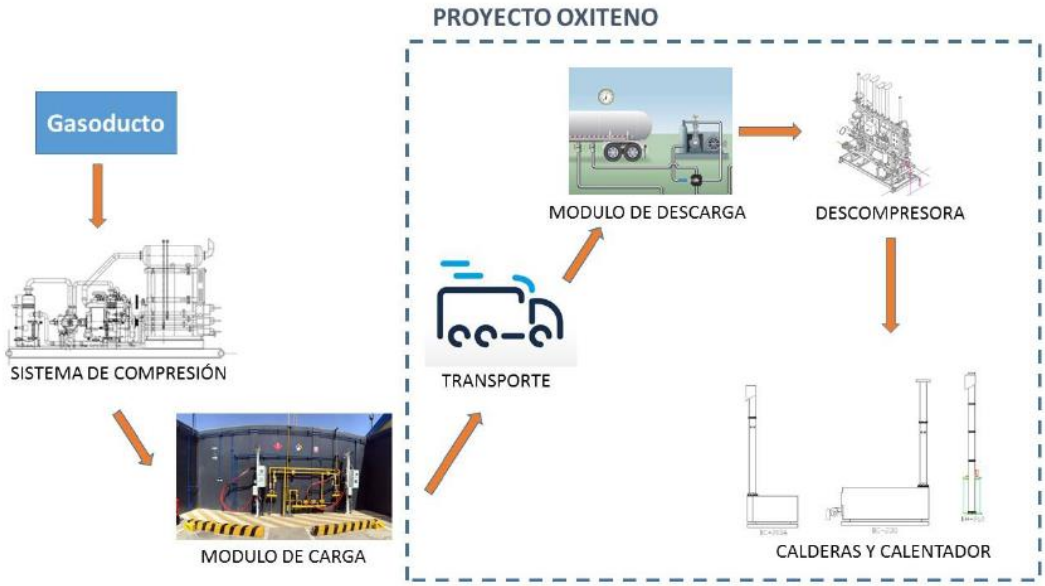
- Estaciones de autoconsumo

- Gasoductos Virtuales para Uso Industrial – GNC

La empresa Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos contará con un sistema de gasoducto virtual que tiene como alcance el llegar a ciudades o instalaciones donde no hay gasoductos que lleven el gas natural a esos puntos. Se trata de comprimirlo y llevarlo por transportes sobre ruedas a una ciudad o instalación donde se va a descomprimir y meter nuevamente a los ductos para alimentar a los usuarios del sistema de generación de calor o cogeneración.

La empresa Oxiteno adquirirá los servicios de compresión, suministro de gas y el servicio de transporte a través de Virtual Pipelines de México S.A.P.I. de C.V.” (VPM)

Figura 1. Esquema de un Gasoducto Virtual



I.1.1 Bases de diseño.

La empresa Oxiteno México S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos contará con un equipo Integrado de Descompresión que este a su vez cuenta con un sistema de reducción de Presión (Módulo Reductor de Presión (PRM) y Módulo de Control de Calentamiento (HCM)) para 2000 Sm3/h y un Panel de Conexión para dos posiciones de descarga de contenedores móviles de Gas Natural Comprimido (GNC).

Además, cuenta con los siguientes sistemas:

- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión, succión del GNC.
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión, descarga del Sistema Reductor de Presión (PRS).
- Sistema de tubería para calentamiento (Agua-Glicol – Proceso de Descompresión).
- Sistema Eléctrico de Fuerza, Control y Alumbrado.
- Sistema de Tierras Físicas.

El equipo está integrado sobre una plataforma estructural de base de PTR en la cual se montan y anclan los componentes. Esta Plataforma está condicionada para regular en su interior las canalizaciones mecánicas y eléctricas. Los pesos y dimensiones de los equipos a considerar para el diseño de esta estructura son:

- Un Módulo Reductor de Presión (PRM) con las siguientes características: Ancho = 1.10 m, Lateral = 2.5, Alto = 3.30 m, Peso = 2080 kg aprox.
- Un Módulo de Control de Calentamiento (HCM) con las siguientes características: Ancho = 1.43 m, Lateral = 2.36, Alto = 3.20 m, Peso = 2300 kg aprox.

- Un Panel de Conexión de Mangueras de 1" de diámetro con cambio manual, con las siguientes características: Ancho = 2.60 m, Lateral = 0.30, Alto = 0.80 m, Peso = 250 kg aprox.

Las tuberías mecánicas y eléctricas están habilidad dentro de una estructura oculta por debajo del piso. Las instalaciones eléctricas cumplen con los criterios de diseño de áreas clasificadas.

La PRS cuenta con 2 mediciones que se encargan de monitorear el flujo del gas en el interior de Equipo Integrado de descompresión.

1. La primera medición abarca el flujo de gas que está ingresando al Equipo integrado al momento de la descarga de contenedor móvil.

2. La segunda medición abarca el flujo de gas que consumirá el HCM.

Con base en lo anteriormente expuesto, el diseño del proyecto está orientado a observar los distintos aspectos de seguridad, aplicables y vigentes; y para tal efecto contará con los medios necesarios para emplearlos dentro de las instalaciones. Así mismo, se hará especial énfasis en la conservación y protección del medio ambiente a lo largo de su vida útil del proyecto. Cabe señalar que los criterios de diseño empleados en la ingeniería de detalle incluyen normas, estándares y especificaciones nacionales e internacionales, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 1. Normas de Comisión Reguladora de Energía

Estándar	Especificación
NOM-001-SECRE-2010	Especificaciones del gas natural.
NOM-002-SECRE-2010	Instalaciones de aprovechamiento para gas natural.
NOM-003-SECRE-2002	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-006-SECRE-1999	Odorización de gas natural.
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural
NOM-008-SECRE-1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/ó sumergidas.
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos.

Tabla 2. Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME/ANSI)

Estándar	Especificación
ASME/ANSI B31.8	Sistema de tubería para el transporte de gas.
ANSI B 31.65	Aletas de la tubería de acero, válvulas con aletas y conectores.
ANSI-B-16.5;	"Pipe Flanges and Flanged Fittings".
ASME Sección IX	Welding and Brazing Qualifications.

Tabla 3. Normas de la Sociedad Americana de Materiales y Pruebas

Estándar	Especificación
ASTM-D-2513	Standard Specifications for Thermoplastic Gas Pressure Pipe, Tubing and Fittings.
ASTM-D-3261	Standard Specifications for Butt Heat Fusion Polyethylene (PE) Plastic fitting for polyethylene plastic pipe and tubing.
ASTM-D-2683	Standard specification for socket-type polyethylene fitting for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.
ASTM D – 1826	Método de prueba para determinar el poder calorífico bruto del gas natural en base seca.
ASTM D – 4468	Método de prueba para determinar el Azufre total (S).
ASTM D – 1142	Método de prueba para determinar el contenido de vapor de agua por la medición del punto de rocío.
ASTM D – 1945	Análisis del gas natural por cromatografía.
GPA 3166-86	Obtención de muestras del gas natural para su análisis por cromatografía.
ASTM A-234 Gr. WPB ASA B 16.9 cédula 80.	Conexiones soldables primer y segundo paso.
ASTM A-105/ ANSI B 16.5.	Bridas primer y segundo paso. Tipo cuello soldable de 4" ø 600# ANSI con cara para empaque RTJ/RF
ASTM A-216	Válvulas de bloqueo seccional. Tipo compuerta de paso completo y continuado de 4" ø cuerpo de acero fundido especificación Gr. WCB, conexiones bridadas cara R.F.
ASTM A-216	Válvulas de control. Válvula tipo esfera de paso completo y continuado de 4" ø cuerpo de acero fundido WCB conexiones bridadas 300# ANSI cara R.F.
ASTM A 193	Espárragos de acero especificación en 3/4" de ø.
ASTM A-194 Gr. 2H	Tuerca de acero especificación en 3/4" ø
ASME 3FA-5.1	Soldadura. Electrodo revestido de 1/8" y 5/32" de ø tipo E-6010 especificaciones AWS A:5.1-91.
DIN 30 670	Recubrimiento de polietileno extruido (TRICAPA) de 1.80 m de espesor de película con especificación
API-1104	Código de soldadura al 100%

Tabla 4. Especificaciones Generales de Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Estándar	Especificación
NRF-004-PEMEX-2003	Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos.
NRF-026-PEMEX-2001	Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas.
NRF-030-PEMEX-2003.	Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.
CID-NOR-N-SI-0001	Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte
NO. 07.3.13	Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte.
3.374.08	Normas para construcción de obras públicas en sistemas de tuberías de transporte y distribución de gas.
NO.03.0.02	Derechos de vía de los sistemas de transporte de fluidos.
NSPM AVII-30	Instalación eléctrica a prueba de explosión.
3.255.01	Gabinete y caja de interruptores.

Estándar	Especificación
NSPM C1.1 y C1.2	Válvulas de alivio de presión.
NSPM A1-1	Inspecciones y mantenimiento a extintores.

Tabla 5. National Fire Protection Association

Estándar	Especificación
NFPA 69	Explosion Prevention Systems.
NFPA 328	Manholes, Sewers and Similar Underground Structures.
NFPA 5113	Cutting and Welding Processes.

Tabla 6. Estándares y especificaciones para los materiales utilizados en la construcción del ducto

Estándar	Especificación
ASTM-A-105	Forja de acero al carbón, para componentes de tuberías
ASTM-A-194	Tuercas para espárragos, de acero de aleación para servicio de alta presión y alta temperatura
API-5L	Tubo de línea
ASME-B-16.5	Bridas para tubo de acero y accesorios bridados
ASME-B-16.9	Accesorios de fábrica de acero forjado para soldar a tope
ASME-B-16.11	Accesorios de acero forjado de embatir, soldar y roscados
ASME-B-16.20	Ranuras y empaquetaduras de anillo para bridas de acero
API-6D	Válvulas de acero, bridadas o soldables
ASME-B-18.2.2	Tuercas cuadradas y hexagonales
ASME/ANSI-B.16.9	Accesorios para soldadura a tope fabricado de acero forjado
ASTM-A-193	Material para atornillado en aleaciones y acero al carbón para servicio de alta temperatura.
ADS AS, 178	Especificación de electrodos para soldadura de arco

Otros códigos, normas y reglamentos usados:

- ACI: American Concrete Institute.
- AWS: Asociación Americana de Soldadura.
- CFR: Códigos de Reglamentos Federales.
- EPA: Environmental Protection Agency.
- NEMA: National Electric Manufactures Association.
- NEC: National Electric Code.
- NTIE: Normas Técnicas para instalaciones eléctricas.
- NAPCA: National Association of Pipe Ciating Applicates.
- AIEE: American Institute Electrical Equipament.
- UL: Underwriters Laboratories inc. USA.
- ULC: Underwriters Laboratories of Canada.
- "Code of Federal Regulations for the Transportation of Natural and other Gas by Pipeline, U.S. Departament of Transportation", Octubre 1992.

En relación a las Leyes, Reglamentos y Normas Oficiales Mexicanas, se observarán los siguientes:

Leyes, Reglamentos y Normas Oficiales Mexicanas.

- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (LGPGIR)
- Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (LGDFS).
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
- Ley Federal del Trabajo.
- Ley General de Salud.
- Ley de Protección Civil.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Ordenamiento Ecológico.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Residuos Peligrosos.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Protección y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido
- Leyes y reglamentos del municipio o del estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas Especificaciones.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

Otras Normas aplicables

- NOM-010-ASEA-2016 Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio.
- NOM-011-SECRE-2000, Gas Natural para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.
- NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas – Funcionamiento – Condiciones de seguridad.

- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización)
- NOM-022-STPS-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.
- NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.

I.1.2 Diseño Civil.

El diseño civil considerará entre otros los aspectos meteorológicos, la presencia y frecuencia de fenómenos naturales en el sitio del proyecto, el tipo de suelo, la orografía, la aplicación de normas, reglamentos y códigos de construcción vigentes, las medidas de seguridad y los estudios de mecánica de suelos que actualmente se llevan a cabo, por citar algunos ejemplos.

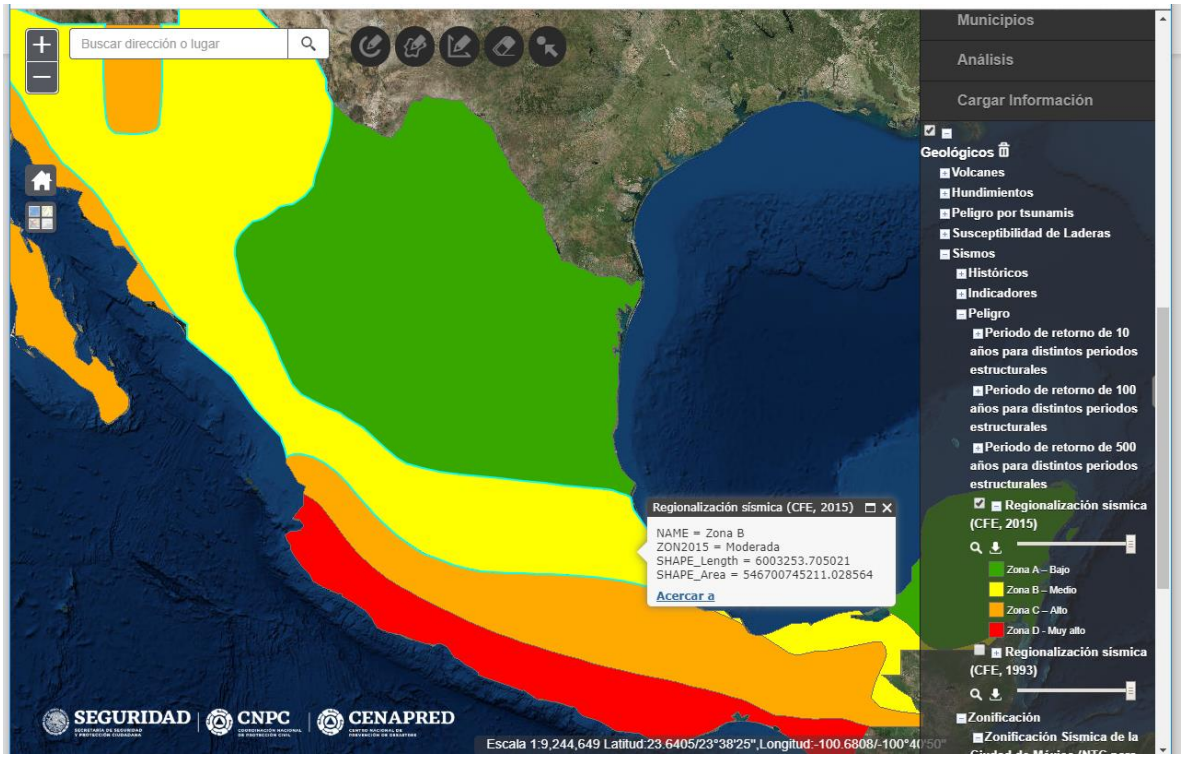
El diseño civil incluye los efectos de los siguientes fenómenos naturales:

- Sismo

Terremotos (Sismicidad)

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas. Esto se realizó con fines de diseño antisísmico. Para realizar esta división se utilizaron los catálogos de sismos de la República Mexicana desde inicios de siglo, grandes sismos que aparecen en los registros históricos y los registros de aceleración del suelo de algunos de los grandes temblores ocurridos en este siglo. Estas zonas son un reflejo de que tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo. La zona A es una zona donde no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores. La zona D es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad. Las otras dos zonas (B y C) son zonas intermedias, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. El mapa que aparece en la siguiente figura se tomó del Manual de diseño de Obras Civiles (Diseño por Sismo) de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.). CENAPRED (http://rmgir.proyectomesoamerica.org/ANR/apps/fenomenos/)

Figura 2. Regiones sísmicas de México



El área de estudio se localiza en la zona B donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

En la cercanía del territorio de Coatzacoalcos se han registrado sismos de poca y media profundidad, ya que el foco ha sido calculado desde los 15 hasta los 57 kilómetros, los cuales han sido de baja magnitud pues han sido menores a 4.6 grados en la escala de Richter Dicha actividad no representa por sí misma un peligro para los habitantes de la región, no así el hecho, de que esta región se encuentre relativamente cerca de la zona sísmica de mayor relevancia en el país, aunado a los materiales geológicos que constituyen el municipio, donde la aceleración de las ondas sísmicas pueden alcanzar mayores velocidades en ese terreno, pudiendo llegar a ser similares al epifoco.

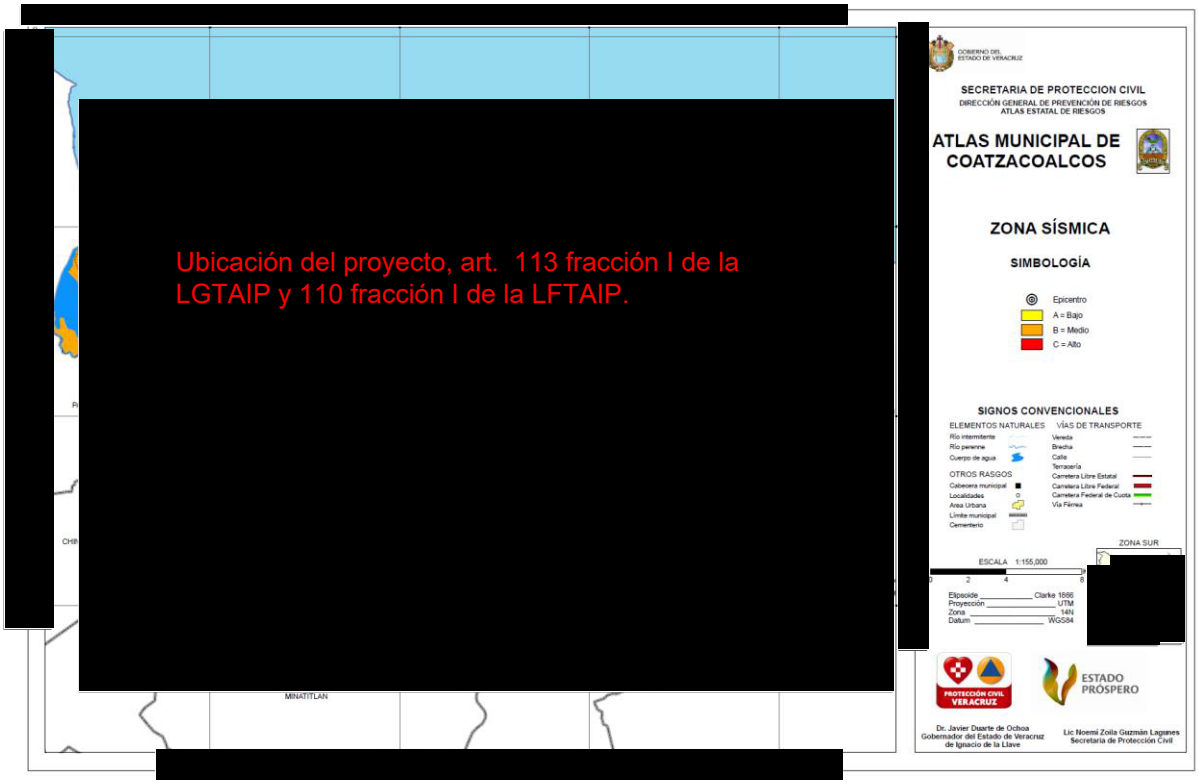
El programa de peligro sísmico en México (PSM, 1996), reporta valores de aceleración máxima del terreno periodos de retorno de 10, 100 y 500 años para todos los municipios de la República Mexicana (CENAPRED, 2006) clasificando al municipio de Coatzacoalcos, con niveles de peligrosidad bajo y muy bajo debido a que las aceleraciones del terreno para el periodo de retorno de 10 años corresponden a 11 y a 34 gals (aceleración de la gravedad terrestre, cm/seg2), 81 gals para periodos de 100 años y 135 para periodos de 500 años.

Dichos niveles de peligro aumentan debido a la litología predominante en el municipio, ya que predominan los depósitos sedimentarios jóvenes eólicos y fluviales, principalmente arenas que forman dunas costeras, los cuales resultan altamente susceptibles a ser afectados por la actividad sísmica, pues generalmente no están bien consolidados.

Es decir que dichas aceleraciones del terreno calculadas en función de la relativa cercanía entre el municipio y la zona sísmica más activa del país, relacionado al tipo de rocas predominantes sobre la cual se distribuye el territorio municipal, el fenómeno sísmico puede ser

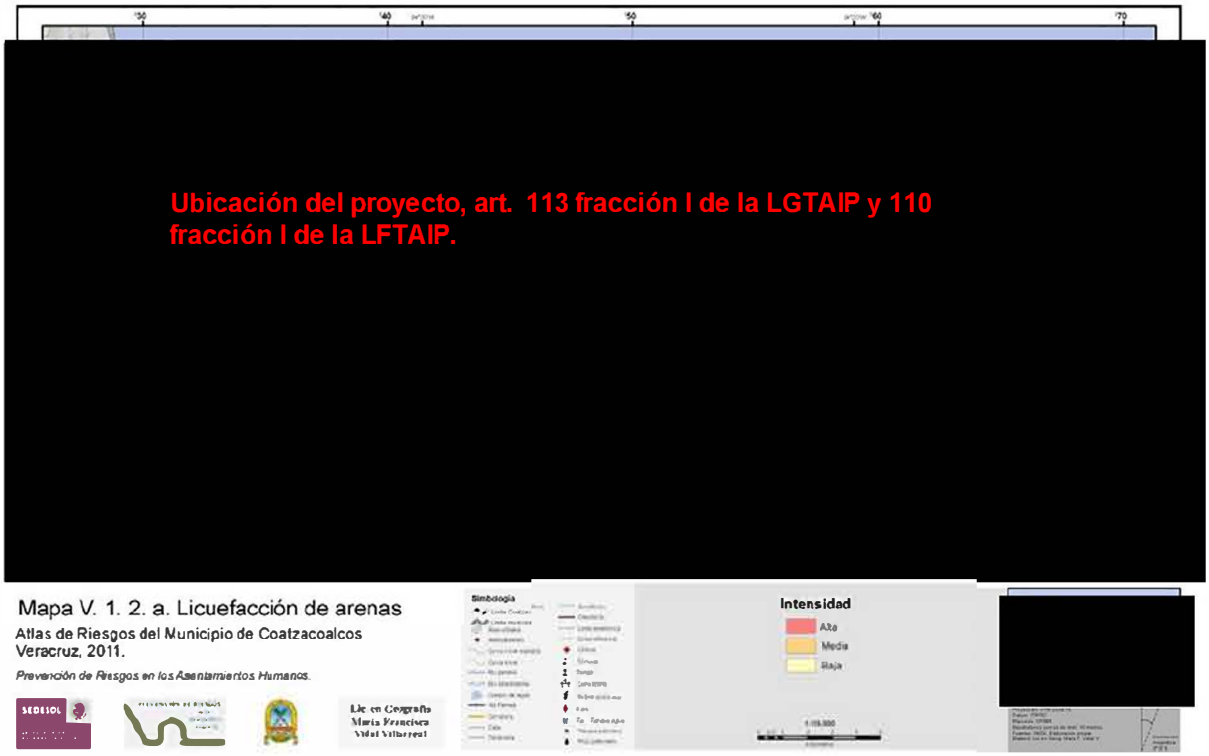
elevada a niveles medios y altos, por lo que se recomienda llevar a cabo estudios específicos para determinar la aceleración especifica del terreno.

Figura 3. Zonas sísmicas presentes en el Municipio de Coatzacoalcos, Veracruz:



Otro peligro identificado en relación con el sentido anterior es la licuefacción de arenas, debido entre otras causas a la litología y a la poca profundidad a la que se encuentran los mantos freáticos, ya que en algunos casos el nivel al que se encuentra agua llega a ser menor a 5 metros. Las localidades ubicadas sobre los depósitos cuaternarios eólicos y fluviales, alcanzan niveles de peligro alto y medio por este fenómeno.

Figura 4. Plano de licuefacción de arenas del Municipio de Coatzacoalcos



Fallas y fracturas

De acuerdo con la información de Fallas y Fracturas escala 1:250000 del Servicio Geológico Mexicana y 1:1,000,000 de INEGI, en el territorio de Coatzacoalcos existe una fractura definida con orientación Noroeste-Sureste, de 9.6km de longitud. Se localiza al este del municipio en los límites con Agua Dulce, cercana a las localidades La Herencia (Kilometro 13), El Nanchal y La Florecita. No existen, sin embargo, referencias de afectaciones a infraestructura, viviendas o equipamiento urbano que denoten la influencia de la fractura sobre el terreno que atraviesa.

Por otro lado, en un radio de 5km a partir del límite municipal, no existen fallas que represente algún peligro para la población o infraestructura.

Para establecer el peligro potencial por la fractura que se localiza dentro o en las cercanías del municipio, se utilizaron los lineamientos de la Guía Metodológica para la elaboración de Atlas de Peligros Naturales a Nivel de Ciudad elaborado por la SEDESOL; dado que no existen evidencias de afectaciones por fracturas, fue definido un buffer de influencia a partir de la línea que representa este fenómeno, estableciendo por cada buffer un grado de peligrosidad

Peligrosidad por fracturas:

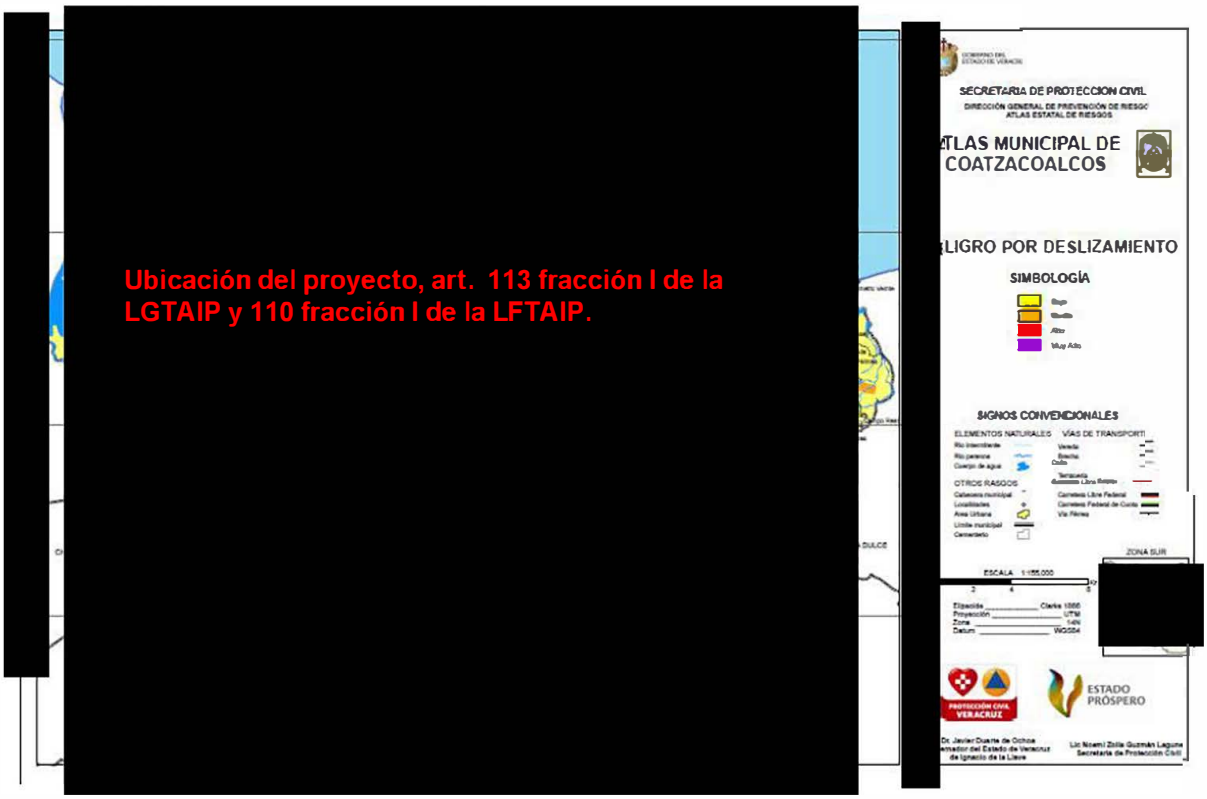
MEDIA: 100 metros en ambas direcciones a partir de la línea de fractura.
BAJA: 500 metros en ambas direcciones a partir de la línea de fractura.
MUY BAJA: 1000 metros en ambas direcciones a partir de la línea de fractura.

Figura 5. Plano fallas y fracturas próximas al SA

Corrimientos de tierra.

Entre la desembocadura del río Coatzacoalcos y el canal de acceso a la Laguna de Pajaritos se ubica Punta Pichos, 3 kilómetros aguas arriba de la desembocadura, Punta Pichos presenta erosión en un área superior a 163,00 m^2, se han observado corrimientos de los márgenes del río y del canal de acceso a la laguna Pajaritos. En 1993 el corrimiento de la línea superaba los 600 metros. Algunos de los cambios representan erosión, otros azolves y otros más son efectos de los dragados que se realizan.

Figura 6. Mapa de peligro por deslizamiento en el Municipio de Coatzacoalcos.



Derrumbamientos o hundimientos.

A escala regional este fenómeno se presenta principalmente en las sinuosidades de los ríos y drenes que cruzan la zona, donde la fuerza del agua percola el subsuelo y posteriormente por el peso de la capa superficial de tierra, se provocan derrumbes aumentando la amplitud y el cauce de los ríos. Cada año es mayor la superficie que se derrumba por efecto de los ríos.

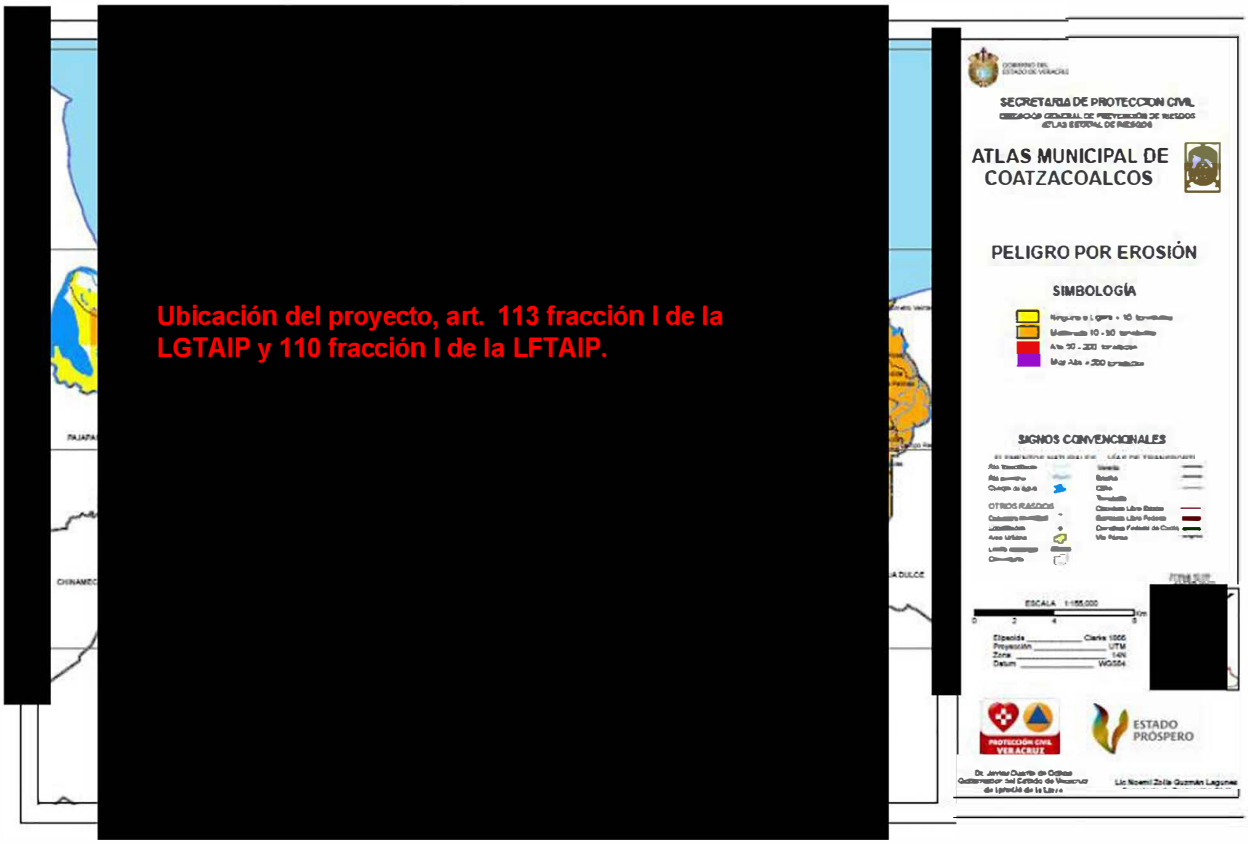
Perdida del suelo debido a la erosión.

Desde el punto de vista ecológico-ambiental, todo el país presenta serios problemas de erosión de sus recursos naturales, que van desde el suelo, flora, fauna, agua, aire hasta la salud de los componentes del sistema que incluyen desde elementos primarios hasta las sociedades humanas. Este aspecto, no es exclusivo de alguna región geográfica, sino que se presenta a lo largo del territorio nacional y, por lo tanto, el área de estudio no es la excepción.

De acuerdo con estudios realizados sobre la erosión se ha concluido que las corrientes por sí solas no provocan la erosión, es la combinación de varios agentes hidrodinámicos como son los barcos que navegan por el río y el canal de acceso a la laguna de Pajaritos, esos

contribuyen a dicha erosión por la acción de las hélices, su estela y succión, también contribuye el oleaje local, debido a la acción del viento, en épocas de tormentas supera 1,5 m concentrándose en Punta Pichos.

Figura 7. Mapa de peligro por erosión en el Municipio de Coatzacoalcos.



Vulcanismo

El vulcanismo o volcanismo es el conjunto de procesos y fenómenos relacionados con el desplazamiento de masas de magma, con frecuencia acompañadas de fluidos de las partes profundas de la corteza terrestre y del manto superior hacia la superficie de la Tierra (Lugo-Hubp, 2011). Los materiales expulsados corresponden principalmente a gases, ceniza y lava, los cuales pueden ser arrojados a través de una fisura, una chimenea o un conducto principal.

Este fenómeno se caracteriza por ser creador del relieve terrestre y su importancia radica en la velocidad de transformación durante la cual se desarrolla este proceso, el cual puede ser de minutos, horas, semanas, meses, etc. Es común que los volcanes se presenten en grupos mediante una secuencia de erupciones que van dando forma a nuevos tipos de relieves, como mesetas, sierras y lomas (Lugo-Hubp, 1992).

El CENAPRED sugiere una clasificación en los volcanes de México muy sencilla, la cual se basa en el tipo de erupción que estos presentan o presentaron en alguna etapa de actividad, siendo estos tipos de actividad los siguientes:

- Hawaiana, cuando la lava es muy fluida y no hay exhalación de gases.
- Estromboliana, con presencia de lava y con algunas explosiones.

- Vulcaniana, con explosiones continuas y poco contenido de lava.
- Erupciones plinianas y peleanas, caracterizadas por fuertes explosiones de tefra y gas, y un mínimo contenido de lavas.

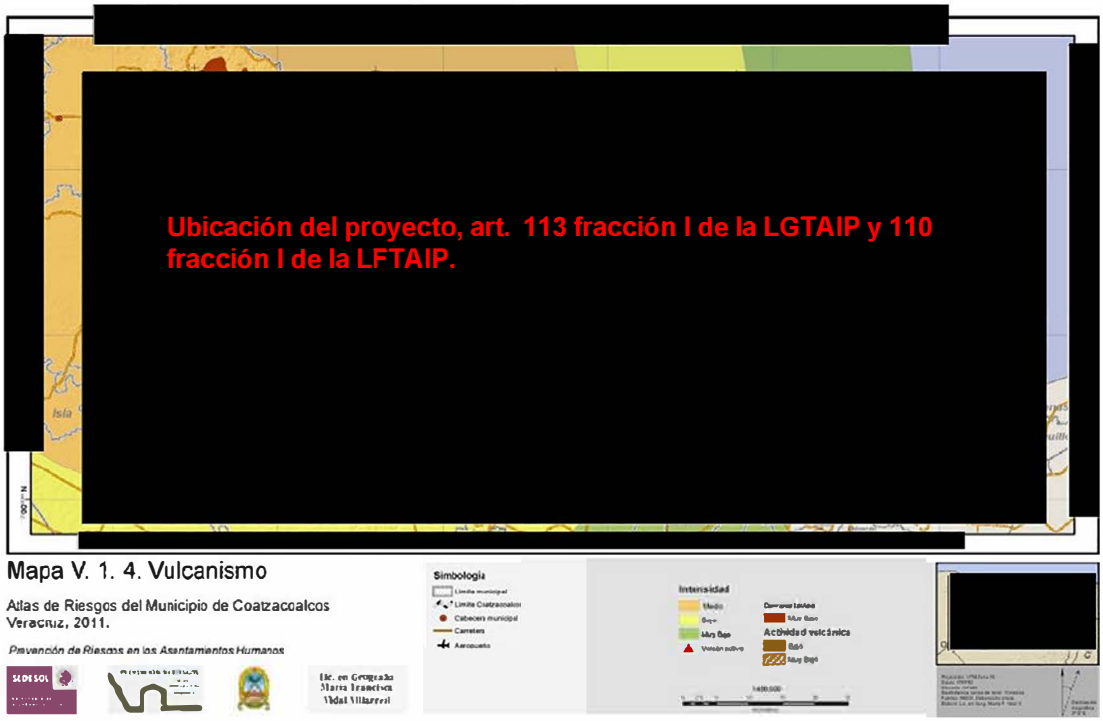
México es un país eminentemente volcánico y de especial importancia son los volcanes que han mostrado actividad en los últimos 10,000 años (periodo Holoceno), como es el caso de algunos volcanes del Sistema Volcánico Transversal (SVT), también llamado cinturón volcánico mexicano.

El SVT se extiende más de 1,200 km de longitud y varía de 20 a 150 km de anchura, con orientación Este-Oeste y que se extiende desde las costas de Nayarit con los volcanes Ceboruco y Sanganguey, extendiéndose hasta Veracruz, con los volcanes de los Tuxtlas; cuya actividad se presenta desde el Plioceno y durante todo el Cuaternario, menos de tres millones de años y que continúa hasta la fecha.

En Veracruz, el SVT-Sierra de los Tuxtlas, el Vlván San Martín Tuxtla o Tiltépetl, ha tenido actividad en etapas históricas (1664 y 1793) considerándolo por tal circunstancia como un volcán geológicamente joven y activo. Los registros históricos y estudios científicos reportados (Moziño, 1870; Espínola, et al., 2009 y 2011), describen el tipo de erupción Estromboliana, con fecha de actividad en 1793 y cuya intensidad de acuerdo al Índice de Explosividad Volcánica (VEI, Por sus siglas en Ingles) es de categoría VEI-3 (Según CENAPRED, 2006) aunque algunos autores (Siebert et al, 2010) lo ubican en la categoría VEI-4.

Debido a que todo volcán activo o en estado de latencia es una amenaza para las comunidades que lo rodean y dados los distintos tipos de peligros asociados a la actividad volcánica (flujos de avalancha, derrames de lava, caída de bombas volcánicas y de ceniza, entre otros), se consideró para este apartado al volcán San Martín Tuxtla como el de mayor influencia en el municipio de Coatzacoalcos, el cual se localiza a 72 kilómetros en línea recta al noroeste del municipio y del cual no existe recuerdo en la memoria de los habitantes del municipio

Figura 8. Vulcanismo



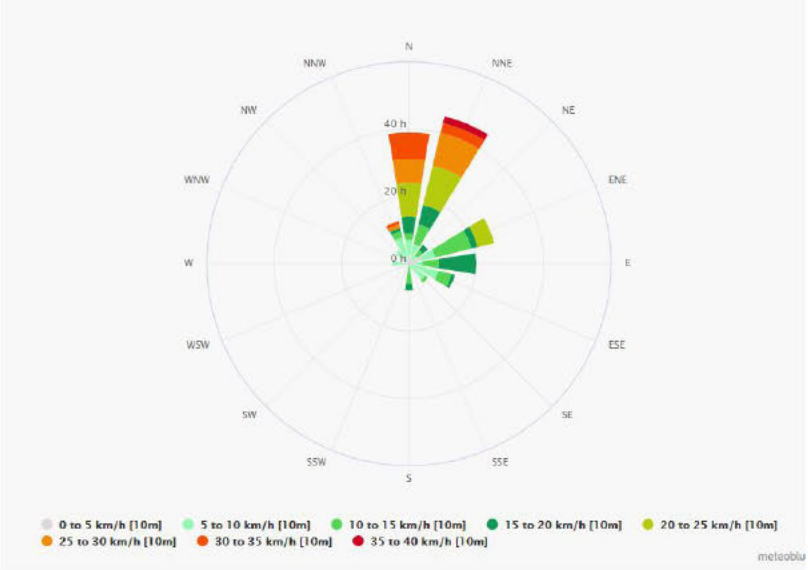
- Vientos

Los vientos dominantes son del noreste con variantes al noroeste de mayo a agosto; se trata de vientos alisios modificados ligeramente en su dirección por condiciones regionales que se imponen en la circulación general de la atmósfera.

Sus velocidades promedios son: de 3.2. A 4.2 m/seg. (6 a 8 nudos) aumentando de mayo a septiembre entre 4.5 y 5.5 m/seg (9 a 11 nudos), y de octubre a febrero hasta de 6.3 m/seg. (12.6 nudos) durante el invierno, cuando sopla el norte aumenta considerablemente.

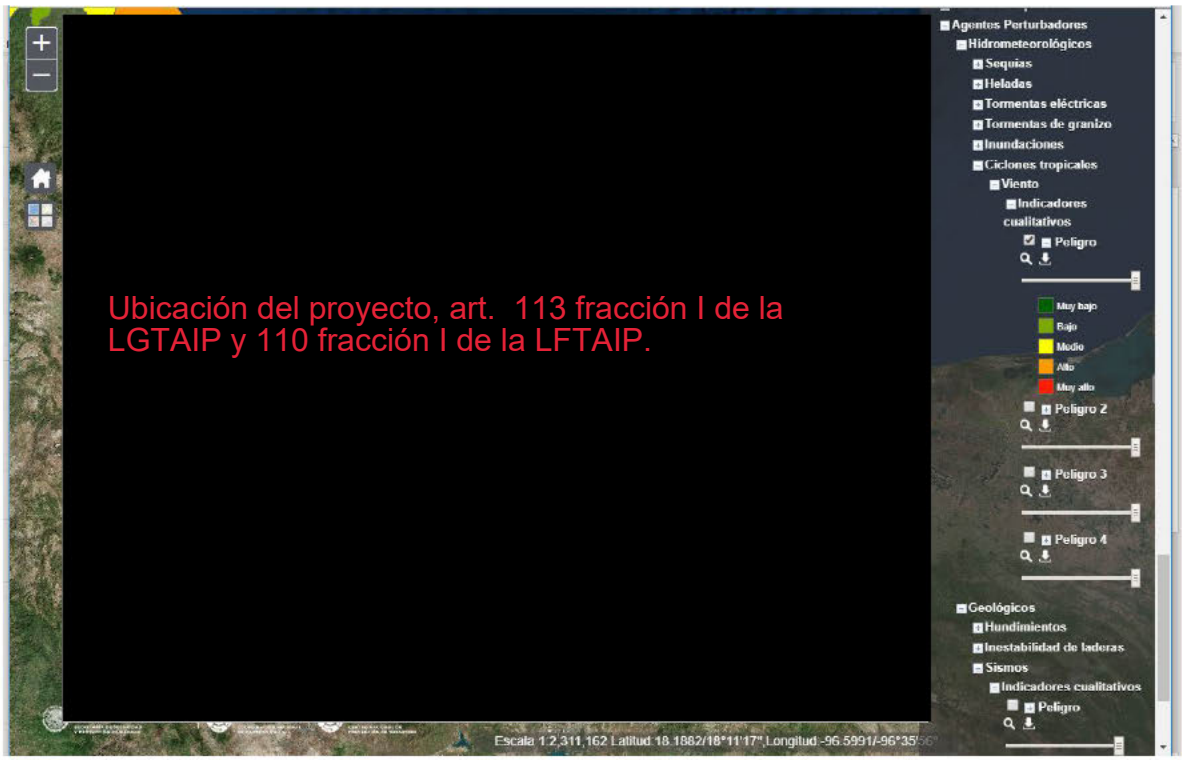
Los vientos dominantes de octubre a marzo son del norte (acompañados de lluvias continuas), de abril a septiembre los vientos dominantes son del este y sureste.

Figura 9. Rosa de vientos del Municipio de Coatzacoalcos



Como se puede observar en la siguiente figura el peligro por vientos es bajo

Figura 10. Plano de peligro por vientos



Susceptibilidad de la zona a fenómenos climatológicos:

Huracanes

Tormentas tropicales y huracanes que han afectado a Coatzacoalcos

Huaracan Stan. 1-5 de octubre de 2005. En la madrugada del día 4, cuando se encontraba a 75 km al Norte de Coatzacoalcos, Ver., el avión cazahuracanes reportó que la tormenta tropical Stan se había intensificado a huracán de categoría I, con vientos máximos sostenidos de 130 km/h y rachas de 155 km/h. El huracán Stan siguió su trayectoria con rumbo hacia la costa de Veracruz, y poco antes de las 10:00 horas local, tocó tierra entre Punta Roca Partida y Monte Pío, Ver., a unos 20 km al Noreste de San Andrés Tuxtla, Ver., con vientos máximos sostenidos de 130 km/h. Al tocar tierra, Stan empezó a perder fuerza y así, unas horas más tarde, cuando se encontraba a 25km al Este-Sureste de Villa Azueta, Ver., se degradó a tormenta tropical, con vientos máximos sostenidos de 105 km/h y rachas de 130 km/h.

Coatzacoalcos fue declarado zona de desastre por causa del Huracán Stan.

Huracán Dean (21 de agosto de 2007). Fue el segundo huracán de mayor recorrido proveniente del Atlántico que desde 1951 ha tocado México. Fue el huracán más intenso registrado en el océano Atlántico desde el Huracán Wilma en 2005. Fue un huracán del tipo denominado «Cabo Verde» y se movió en sentido este-oeste a través del mar Caribe después de haber pasado sobre las Antillas Menores donde dejó un saldo de tres muertos, uno en la República Dominicana; y devastaciones en México, donde dejó 14 muertos. El 20 de agosto alcanzó la Categoría 5. CENAPRED declaró a Coatzacoalcos en situación de emergencia y desastre por el paso cercano al municipio de este huracán

Huracán Lorenzo (27 de septiembre de 2007) Lorenzo mantuvo como depresión tropical un desplazamiento casi estacionario que le propició un desarrollo gradual, para el medio día del 27 de septiembre muy cerca de las costa de Veracruz penetrando la madrugada del día 28 en dicho estado. Para las 19:00 h Tiempo del Centro (00:00 UTC) Se intensificó a huracán de categoría 1 con vientos sostenidos de 120 km/h y rachas de hasta 150 km/h. Para este momento, se localizó respecto al lugar más cercano a 135 km al Norte del Puerto de Veracruz y a 75 km al Este-noreste de Barra de Nautla. Para las 23:00 h Tiempo del Centro Lorenzo se localizó próximo a tocar tierra a 45 km al Noreste de Barra de Nautla, una hora después penetró en tierra con vientos de 130 km/h y rachas de 155 km/h.

En Coatzacoalcos se decreto estado de emergencia por las lluvias que este fenómeno provocó

Ciclones (Ondas tropicales y Huracanes)

Un ciclón tropical es una gran masa de aire cálido y húmedo con fuertes vientos que giran en forma de espiral alrededor de una zona de baja presión. Se originan en el mar entre las latitudes 5° a 15°, tanto en el hemisferio norte como en el sur, en la época en que la temperatura del agua es mayor o igual a 26° C. Los ciclones tropicales tienen un área casi circular con la presión más baja en el centro, transportan gran cantidad de humedad y frecuentemente se trasladan con velocidades comprendidas entre 10 a 40 kilómetros por hora (km/h).

Los ciclones tropicales se clasifican de acuerdo con la presión que existe en su centro o a la velocidad de sus vientos:

Depresión tropical: presión de 1008 a 1005mb o velocidad de los vientos menor que 63km/h.

Tormenta tropical: presión de 1004 a 985mb o velocidad del viento entre 63 y 118km/h.

Huracán (presión menor que 984mb o velocidad del viento mayor que 119km/h.

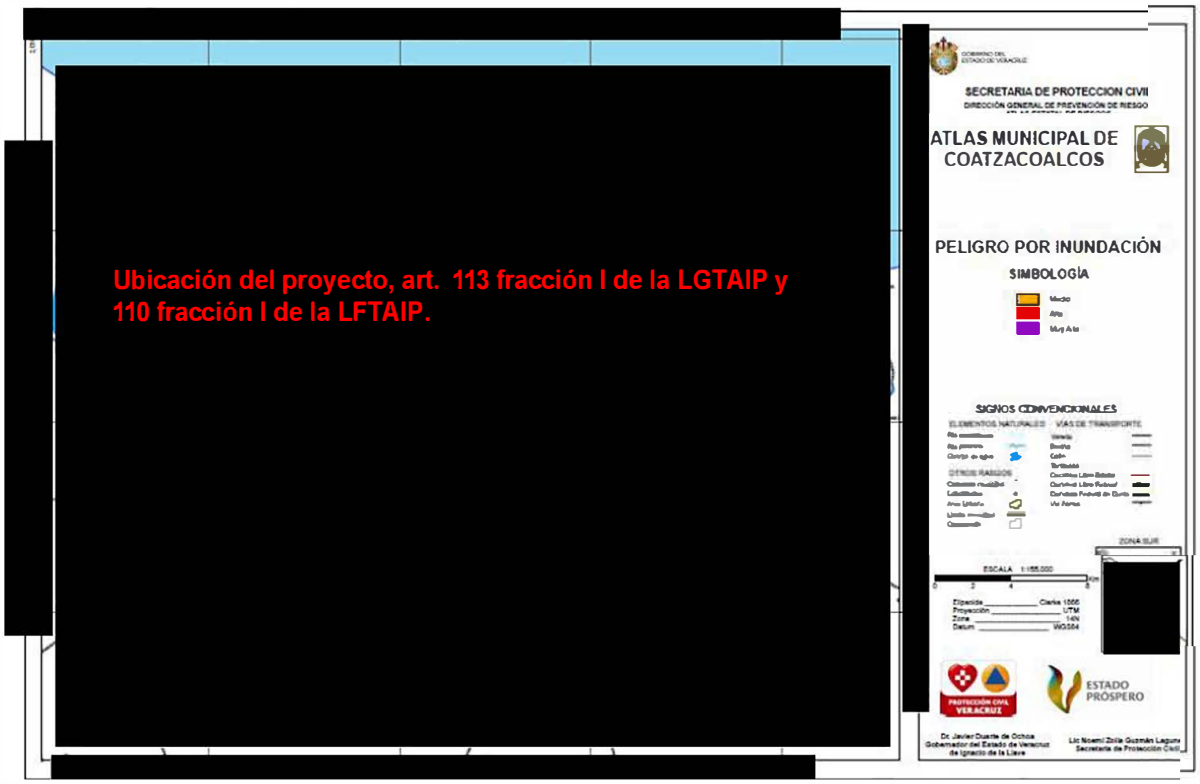
Por encontrarse en las costas de Golfo de México, Coatzacoalcos es un municipio que en promedio recibe de 0.1 a 0.9 huracanes al año entre los meses de junio y noviembre, lo cual lo coloca en un nivel de RIESGO MEDIO ante este tipo de peligro según el Diagnostico de Peligros e Identificación de Riesgos de Desastres en México.

Coatzacoalcos se localiza en la vertiente del Golfo de México, es decir, forma parte del Océano Atlántico, en el cual desde 1951 al 2000 una pequeña cantidad de los ciclones que ocurren en este Océano han afectado a México. Destaca la década de 1981 a 1990 como de poca actividad ciclónica; sin embargo, en esta década, en el año de 1988 ocurrió uno de los huracanes más devastadores del siglo XX, Gilbert, que afectó al Caribe, Cancún y Monterrey, principalmente

Inundaciones.

En la región se presentan los nortes que originan fuertes vientos, se acompañan de intensas precipitaciones pluviales que ocurren generalmente durante los meses de octubre a febrero con frecuencia mayores de 6 días por mes, son de gran intensidad y en ocasiones provocan inundaciones las cuales afectan cultivos agrícolas.

Figura 11. Mapa de peligro por inundación en el Municipio de Coatzacoalcos.



Tsunamis o maremotos

Un tsunami es una sucesión de olas con altura superior al promedio registrada en una zona de costa, originada por un terremoto de gran magnitud ocurrido en la corteza oceánica y un consecuente proceso de movimiento vertical del piso marino que se transmite a la masa de agua oceánica.

Los registros históricos de tsunamis, tanto locales como lejanos, ocurridos en México desde 1732, presentados en el Diagnóstico de Peligros e Identificación de Riesgos de Desastres en México (CENEPRED 2001), no indican la presencia de este peligro en las costas del Golfo de México.

La probabilidad de que ocurra un tsunami en el Golfo de México es muy baja, ya que no es una zona tectónicamente activa y no existen formaciones o cadenas montañosas que pudieran provocar deslizamientos de tierra (otra razón de que se produzcan olas gigantes); por otra parte, cualquier ola que proviniera de Europa o África sería aminorada por las islas de Cuba y la República Dominicana, recibiendo estas el mayor golpe; dejando entrar solo parte de la energía que llevaba la corriente, sumado a esto, gran parte del tren de olas disiparía su energía al entrar al Golfo de México, debido a la forma cerrada que tiene.

Pese a ser un municipio costero, con una altitud promedio de 50m, el RIESGO por tsunamis es MUY BAJO.

Tormentas eléctricas

Las tormentas eléctricas están asociadas a lluvias y nubes denominadas cumulonimbos y por lo general están acompañadas por vientos fuertes, lluvia intensa y en ocasiones nieve o granizo, llegando a presentarse tormentas eléctricas sin ninguna precipitación. Así, los posibles efectos colaterales de un huracán, lluvias atípicas o granizadas podrían indicar la presencia de este fenómeno en el municipio.

En esencia una tormenta eléctrica es la caída de rayos, producida por el incremento del potencial eléctrico entre las nubes y la superficie terrestre, donde el rayo es la descarga eléctrica atmosférica a tierra. Es un fenómeno meteorológico en el que se presentan rayos que caen a la superficie, generalmente en zonas boscosas, montañosas y en zonas urbanas.

Peligro por tormentas eléctricas

Coatzacoalcos no es ajeno a este fenómeno, en promedio al año se presentan 30 tormentas eléctricas distribuidas en 136 días al año de lluvias apreciables. En los meses de enero, febrero, marzo, abril, noviembre y diciembre las tormentas eléctricas no superan una por mes, mientras que en los meses de mayo a octubres llegan a alcanzar las siete tormentas por mes

Se identificaron así, dos zonas de peligrosidad según la incidencia de tormentas eléctricas:

Peligrosidad Alta. Corresponde con la superficie más significativa del municipio, pues en ella se localizan los principales asentamientos humanos urbanos, abarca el 90% de la superficie del municipio y en ella se presentan de 30 a 40 tormentas eléctricas promedio al año, principalmente entre los meses de mayo a octubre.

Peligrosidad media. Al igual que en el caso anterior, las tormentas eléctricas se presentan de mayo a octubre, sin embargo, su incidencia es menor, de entre 20 y 30 tormentas promedio al año. Abarca aproximadamente el 10% de la superficie del municipio y la zona se localiza en la sección Este del mismo, en los limites con el estado de Tabasco.

Vulnerabilidad por tormentas eléctricas

Fueron identificadas las siguientes zonas con una vulnerabilidad alta por la caída de rayos según cometarios de personal de protección y revisión bibliográfica:

Zonas de selva alta perennifolia. Las observaciones realizadas por personal de protección civil y habitantes del municipio, señalan que durante las tormentas eléctricas la ciada de rayos.

Asentamientos humanos. No se tienen reportes de ciada de rayos en la zona urbana, se considera sin embargo, dadas las inducciones electromagnéticas generadas en estos espacio por las diversas actividades del hombre, así como por ser las zonas que concentran la mayor densidad de población.

Tendido eléctrico. Se consideró que una de las causas indirectas de la caída de un rayo es la afectación al tendido aéreo o a las inmediaciones de este, dadas las inducciones electromagnéticas en estos conductores Riesgo por tormentas eléctricas:

Se definieron tres niveles de riesgos considerando las zonas de peligros por incidencia de tormentas eléctricas y las zonas de mayor vulnerabilidad

RIESGO MUY ALTO: Se distribuye por toda la superficie de Coatzacoalcos y corresponde con las zonas urbanas, superficies de vegetación y el tendido eléctrico. Por ser las zonas de mayor vulnerabilidad y presentar una ocurrencia de entre 30 y 40 tormentas eléctricas al año, la probabilidad de causar un desastre entre la población y7o infraestructura es muy alta.

RIESGO ALTO: La ocurrencia de tormentas eléctricas es de entre 30 y 40, sin embargo son zonas con una baja densidad de población y corresponde generalmente con los pastizales y las áreas agrícolas.

I.2 Uso actual de la zona en estudio.

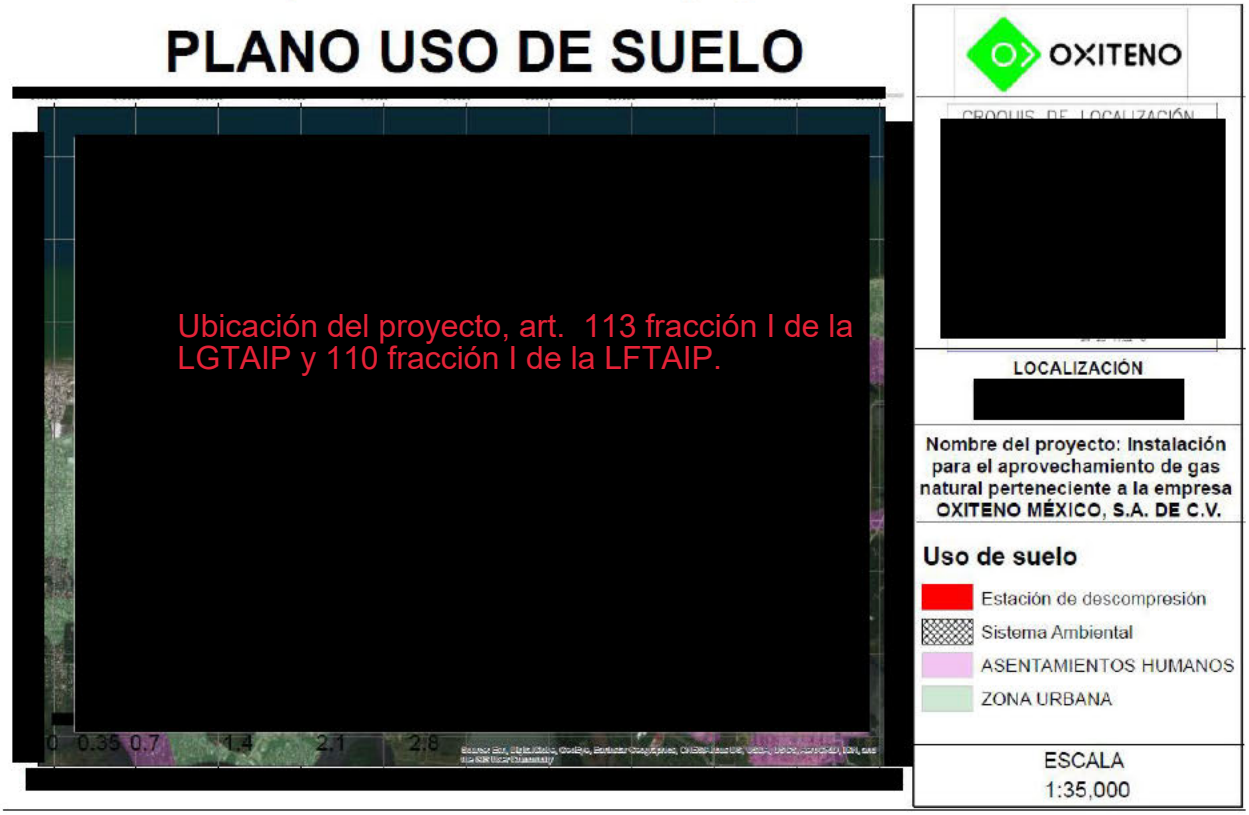
El uso de suelo se concentra en una tercera parte del territorio en zonas urbanas, o bien, asentamientos humanos dispersos o enfocados a actividades industriales, principalmente en la periferia del río Coatzacoalcos, en particular cerca de la desembocadura. La agricultura dominante en la entidad es principalmente de temporal, puesto que la pendiente favorece la actividad agrícola pero no así los suelos dominantes, y a pesar de la alta disponibilidad del recurso agua, no se ha desarrollado la tecnología de riego en la región Los pastizales cubren un área importante del territorio municipal, la mayor parte de estos con cultivos permanentes dada su cercanía a la desembocadura del río Coatzacoalcos, cuyos productos son principalmente forrajes con destino a la actividad ganadera.

En el municipio aún es posible encontrar zonas importantes cubiertas por selvas y manglares, aunque con grados de alteración variables y en un proceso de disminución de su extensión acelerado. Las zonas de selva pueden llegar a tener una densidad de especies de hasta 27/100m2. Por su parte el manglar puede alcanzar hasta 25 metros de altura, principalmente en la parte baja de los ríos y en lagunas costeras. La vegetación de dunas costeras es muy pobre, dado el contenido excesivo de sales y la alteración humana.

Dadas las condiciones edafológicas y de susceptibilidad a inundaciones, prácticamente la mitad del municipio no tiene características favorables para la agricultura, y sí a ello se añade la cobertura espacial tan importante de zonas habitadas y plantas industriales, la agricultura es una actividad que ha ido disminuyendo en los últimos años, con el subsecuente cambio de uso de suelo que acompaña a este proceso. Lo anterior tendría como alternativa el uso de agricultura mecanizada continua.

Las zonas urbanas se asientan sobre materiales sedimentarios de tipo aluvial de edad reciente (Cuaternario), ocupando espacios originalmente cubiertos por pastizales y por selvas, con un cambio de uso de suelo constante dado el crecimiento industrial y demográfico del municipio.

Figura 12. Plano de Uso de Suelo y vegetación del S.A.



I.2.1 Diseño Mecánico.

El suministro del GNC será por medio de la descarga de contenedores móviles, es decir a través de gasoductos virtuales que descargan el GNC al equipo integrado.

El panel de conexión es el lugar donde inicia la instalación mecánica y cuenta con 2 acometidas de 2 líneas cada uno en acero inoxidable sin costura de acero tipo 316 de 1" de diámetro y 0.120" de Espesor, estas tuberías se unen con conectores del tipo racor acoplándose así a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud cada con una válvula manual en Ac. Inoxidable clase 6000# para el corte principal del suministro . Con este panel de conexión se podrá realizar el intercambio de contenedores de forma manual.

La tubería de GNC del panel de conexión hacia el equipo de descompresión es de tubería de acero al carbón de 1.5" de diámetro , Cédula XXS , API 5L, Grado 8, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-8-10-1986 y NOM-8-177-1990 , sin costura laminada en caliente , superficie barnizada , con extremos biselados .

En el equipo integrado de descompresión se reduce la presión del gas en tres etapas (PRM) por medio de reguladores de presión, en su descarga el gas es dirigido hacia los equipos de consumo a través de una tubería de acero al carbón de 3" de diámetro , Cédula 40, API 5L, Grado B. Además , una fracción del gas pasa al Módulo de Control de Calentamiento (HCM) por una tubería de acero al carbón de 1" de diámetro , Cédula 40,

API 5L, Grado 8 que es donde se eleva la temperatura del agua glicol y se recircula en el

proceso de descompresión para evitar el congelamiento del gas dentro de las distintas etapas de descompresión de la PRM.

Como medida de seguridad los venteos de los equipos se llevan 0.90 m por encima de la techumbre para la liberación del gas en forma segura

I.2.2 DESCRIPCIÓN DE OBRA ELÉCTRICA

El equipo Integrado de Descompresión , requiere de energía eléctrica , para lo cual se contempla que el usuario final instale una acometida eléctrica con una capacidad de 4,500W con servicio continuo, a 440V , 3F, 3H +T, 60 Hz. Esta acometida deberá quedar cerca del equipo integrado de descompresión , fuera de los límites de áreas clasificadas que genera el propio equipo , es decir a 4.6 m de distancia , para que de ahí se realice una instalación convencional hasta el punto de conexión sobre el equipo , la cual alimenta eléctricamente al Módulo de Control de Temperatura (HCM} , quien realiza la distribución de energía de fuerza y control para la operación del sistema de descompresión .

Algunos equipos del sistema de descompresión pueden generar atmósferas explosivas que se representan acorde a la sección cinco de la NOM-001-SEDE-2012 . Las instalaciones eléctricas están diseñadas para cumplir los requerimientos de seguridad , para su instalación en áreas clasificadas de acuerdo con lo indicado en las Normas.

Como el equipo integrado de descompresión debe estar conectado a tierra física , se instalará una malla simple para unificar y poder aterrizar los equipos por medio de una varilla cooperweld , la cual deberá considerar en su instalación final el usuario del equipo

I.2.3 DESCRIPCIÓN DE OBRA CIVIL

Identificación de posibles obstrucciones.

Se realizará la identificación de líneas y canalizaciones eléctricas subterráneas o canalizaciones de comunicaciones que pudieran interferir en la trayectoria de la trinchera nueva.

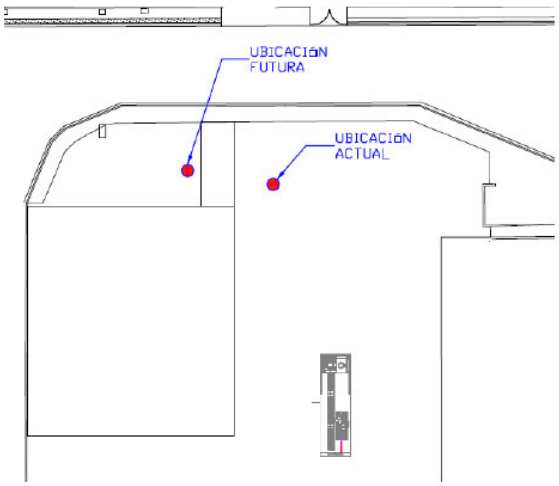
Estudio de Mecánica de Suelos.

Se realizará un estudio de mecánica de suelos para determinar los requerimientos mínimos necesarios que se deben considerar para el diseño y construcción de la cimentación de los equipos para descompresión de gas natural y para realizar el mejoramiento del terreno en caso de ser necesario, con el fin de optimizar al máximo el uso de los recursos naturales.

Reubicación del sistema de pararrayos.

Se realizará la reubicación del sistema de protección pararrayos ubicado en la explanada donde se instalará el sistema de descompresión de gas natural, tomando en cuenta que se deberá realizar un estudio para asegurar que se cubra el radio de protección conforme a la norma NOM-022-STPS-2008 luego de su reubicación, tal como se muestra en la siguiente Figura

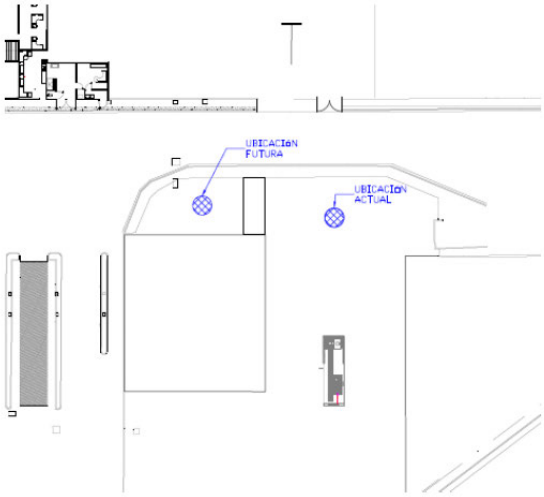
Figura 13. Reubicación del pararrayos



Reubicación del Santuario de la Virgen.

Reubicación del santuario de “la virgen de Guadalupe” que se encuentra ubicado en la explanada y el cual se reubicará frente al almacén de producto terminado tal como se muestra en la siguiente Figura

Figura 14. Reubicación de Virgen de Guadalupe



I.2.3.1 Construcción de Equipo Integrado de Descompresión de GNC

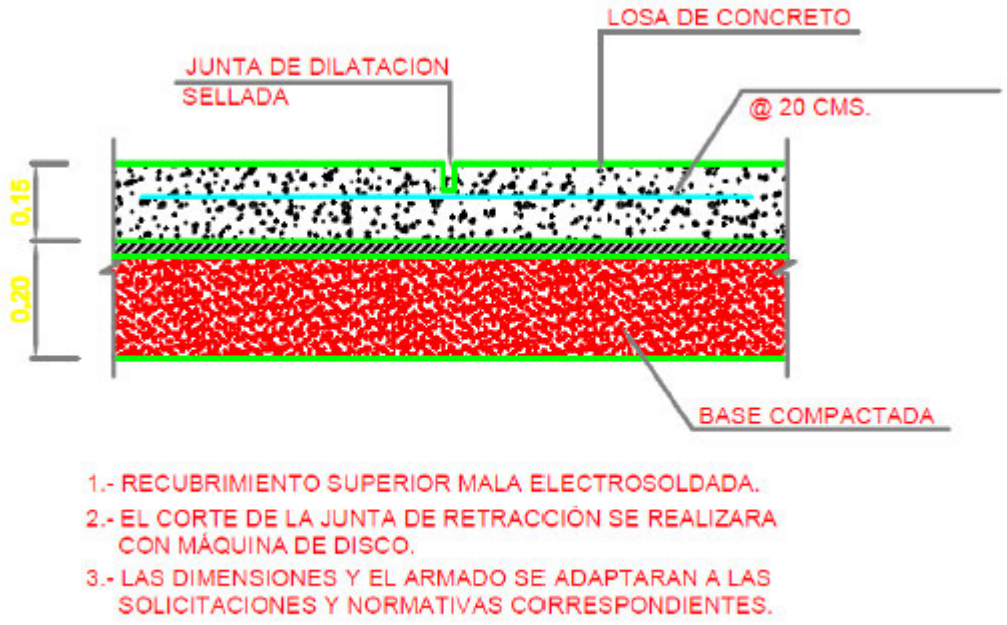
Construcción.

Será elaborado un estudio de mecánica de suelos mediante el método de cielo abierto y sondeo hasta una profundidad de 7 m y en función al resultado obtenido será diseñado y construido la cimentación de la unidad de descompresión de Gas Natural, así como la zona de trinchera y plancha de concreto donde transitarán las unidades de transporte del gas natural.

Diseño de cimentación y trincheras.

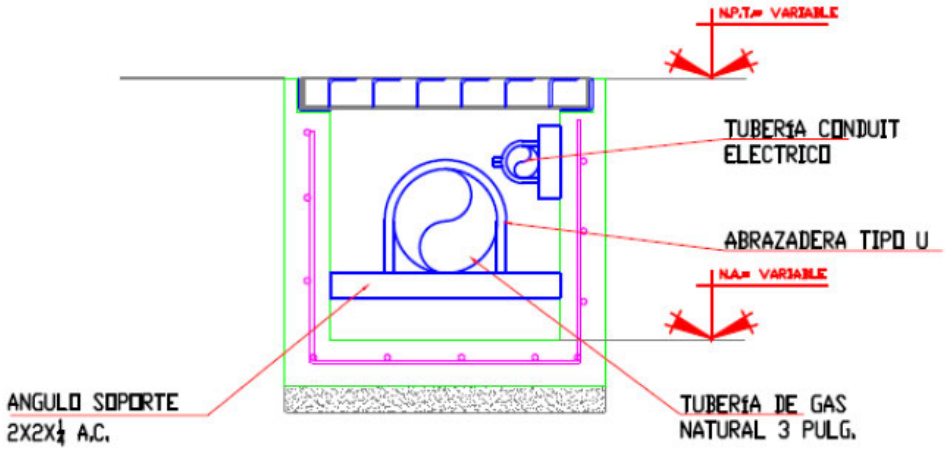
En función al resultado arrojado se determinó el diseño de la cimentación como se muestra en la siguiente Figura.

Figura 15. Diseño de cimentación del gas Natural



Para el caso de las trincheras dentro de las cuales se alojará la tubería de acero al carbón (la cual conducirá el gas natural hacia las calderas y el calentador de aceite) se realizará conforme al detalle que se muestra en la siguiente Figura

Figura 16. Típico de Instalación de tubería de Gas Natural y de Tubería Conduit en Trinchera

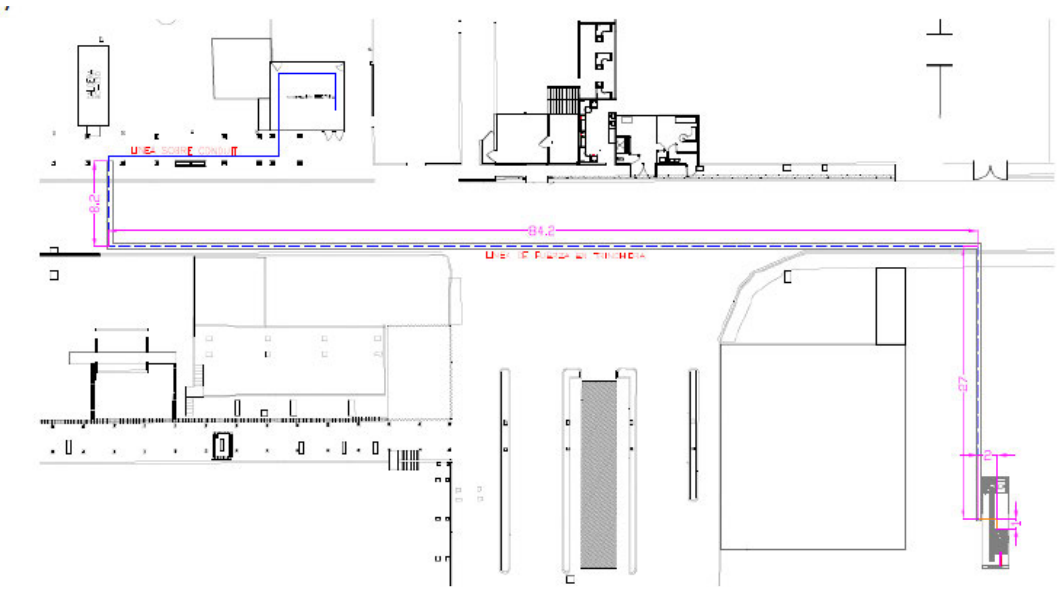


Canalización de fuerzas y señales.

La tubería eléctrica de fuerza se encontrará también alojada dentro de la trinchera, pero soportada mediante perfil unicanal galvanizado y abrazadera para permitir su libre movimiento en caso de presentarse algún asentamiento natural o sismo, respetando la separación entre ésta y la línea de gas natural conforme a lo establecido por la NOM-002-SECRE-2010.

En la trayectoria de la tubería eléctrica donde concluye la trinchera se hará la transición de tubería oculta a tubería aérea, hasta llegar a la subestación eléctrica

Figura 17. Trayectoria línea de Fuerza.



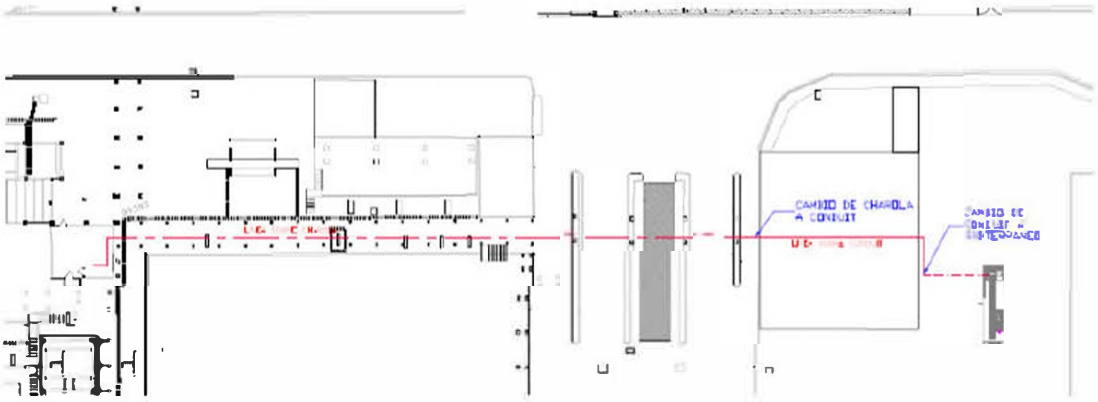
Se utilizará tubería conduit para proteger los conductores eléctricos de daños mecánicos y de las inclemencias del tiempo con base en los requerimientos de la NOM-001-SEDE-

Instalaciones Eléctricas".

Canalización de señales y monitoreo.

La trayectoria del cableado de señales y monitoreo será desde la estación de descompresión de Gas Natural hasta el cuarto de interfaz, tal como se observa en la siguiente Figura.

Figura 18. Trayectoria línea de Control.



La Se utilizará charola y tubería conduit para proteger los cables destinados para señales y monitoreo proveniente de la estación de descompresión de Gas Natural, soportados mediante ángulo y abrazaderas tipo U.

I.2.4 CRITERIOS DE DISEÑO Y MEMORIA DE CÁLCULO

El equipo Integrado de Descompresión cuenta con un (1) Sistema Reductor de Presión (PRM y HCM) para 2,000 Sm3/hr y un (1) Panel de Conexión para dos (2) posiciones de Descarga de Contenedores Móviles de GNC . El cual abarca las siguientes áreas, indicando que en esta relación no se incluye área de maniobras ni de los arreglos de acometida del GN al punto de uso:

Tabla 7. Distribución de áreas

CONCEPTO	M2
Plataforma con sistemas de compresión	30.00
Área de descarga (contenedor)	95.00
Área total EDS	125.00
Superficie total del predio	27564

Además, cuenta con los siguientes sistemas:

- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión, succión del GNC .
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión, descarga de la PRS (Sistema Reductor de Presión).
- Sistema de Tuberías para Calentamiento (Agua Glicol - Proceso de Descompresión)
- Sistema Eléctrico de Fuerza, Control y Alumbrado .
- Sistema de Tierras Físicas.

El equipo está integrado sobre una plataforma estructural a base de PTR en la cual se montan y anclan los componentes . Esta plataforma está condicionada para resguardar en su interior las canalizaciones mecánicas y eléctricas . Los pesos y dimensiones de los equipos a considerar para el diseño de esta estructura son:

- Un (1) Módulo Reductor de Presión (PRM) con las siguientes características Ancho= 1.10 m, Lateral= 2.50 m, Alto= 3.30 m, Peso= 2,080 Kg Aprox. ,
- Un (1) Módulo de Control de Calentamiento con las siguientes características Ancho= 1.43 m, Lateral = 2.36 m, Alto= 3.20 m, Peso= 2,300 Kg. Aprox .,
- Un (1) Panel de Conexión de dos mangueras de 1" de diámetro con cambio manual, con un Ancho = 2.60 m, Lateral 0.30 m, Alto = 0.80, Peso = 250.0 Kg Aprox.

Las dimensiones de la estructura de la plataforma son las siguientes: Ancho = 2.60 m, Lateral = 8.90 m, Alto = 0.25 m,

Las tuberías mecánicas y eléctricas están habilitadas dentro de una estructura oculta por debajo del piso. Las instalaciones eléctricas cumplen con los criterios de diseño de áreas clasificadas .

El equipo integrado de descompresión tiene áreas clasificadas, a su vez cuenta con muros construidos con multi panel sellado que separan estas áreas de los equipos no clasificados y que los alojan dentro de un área aislada evitando con esto la extensión de las áreas clasificadas , y en consecuencia el requerimiento de instalaciones especiales . En el diseño se consideran las distancias necesarias para evitar construir dentro del rango de áreas clasificadas.

La PRS cuenta con 2 mediciones que se encargan de monitorear el flujo del gas en el interior del Equipo Integrado de descompresión .

1. La primera medición abarca el flujo de gas que es ingresado al Equipo integrado al momento de la descarga del contenedor móvil.
2. La segunda medición abarca el flujo de gas que consumirá el Módulo de control de Calentamiento (HCM) .

Presión de diseño: Se considera una presión de 1.1 veces la presión de operación Máxima a la que podrá llegar a trabajar el equipo Integrado, la cual se toma en cuenta para todo tipo de cálculos de resistencia de materiales y pruebas no destructivas a realizar en la misma para salvaguardar su integridad , así como para delimitar responsabilidades en función de la garantía por defectos de fabricación en la misma.

Presión de Prueba: Se considera una presión de 1.1 veces la presión de diseño como valor predeterminado para la realización de las pruebas neumáticas de conformidad con las normas.

Los criterios de diseño están definidos de acuerdo con lo siguiente :

- Ubicación y temperatura .
- Presión de succión y descarga del Equipo.
- Presión de Trabajo .

Para calcular el espesor de la tubería , se consideran las siguientes características:

- Presión de succión del equipo de Descompresión (PRS): 250 Bar (3625 Psi) .

- Presión de descarga del equipo de Descompresión (PRS): 6.2 bar (90 psi)
- Flujo máximo del equipo de descompresión : 2000 Sm3/Hr Máximo.
- Velocidad máxima del gas en tuberías : 25 m/s.

Condiciones Base: Presión = 1.0 kg/cm2
Temperatura= 20 ºC

INFORMACIÓN TÉCNICA

Sistema de Reducción de Presión y Alto Flujo (PRM & HCM)

Modelo PRS-2000-250-4 (Flujo nominal de 2000 Nm3/h) . El sistema de reducción de presión (PRS) está diseñado para reducir la presión de gas de 200-250 bar (2900-3625 Psi) proveniente de un almacenamiento móvil, hasta una presión de 6.2 bar (90 psi) donde el gas será entregado al usuario final.

A continuación , figuran las especificaciones para el sistema de 2000 Nm3/h.

Tabla 8. Especificaciones técnicas

Parámetro	Valor	Unidad
Medio	Gas Natural Dulce	
Rengo de Gravedad Especifica	0.56 – 0.70	
Rango de Presión de succión	15 – 250	Bar
Presión máxima de trabajo permitida	276	Bar
Rango de Presión de Descarga	4	Bar
Máxima Capacidad de Flujo @ 4 bar de Descarga	2000	Nm3/hr
Mínima Presión de Succión a la PRS a 4.0 bar de Descarga	15	Bar
Tipo de Medidor	Fluido Oscilante – Compensación por Presión y Temperatura	
Precisión	Certificado para Transferencia de Custodia	
Temperatura de Descarga del Gas	10 – 30	oC
Máximo Calor del Gas de Entrada	500,000	Btu/hr
Dimensiones de la PRM	2.5 X 2.0 (aprox.)	M
Dimensiones de la (HCM)	2.0 x 1.5	M

Base de cálculo tuberías

Todas las tuberías y accesorios se dimensionarán para el caudal simultáneo de utilización, y teniendo en cuenta la presión de trabajo de los aparatos, así como las pérdidas de presión máximas permitidas en cada tramo, Cumpliendo con el código ASME B31.8 para tuberías de transporte y distribución de gas.

Tabla 9. Índice de Especificación Oxiteno

SPEC.	SERVICE	BASIC MATERIAL	CLASS	FACING	FACE FINISHING	CORROSION ALLOWANCE (mm min.)	RATINGS		GASKET CODE	DOCUMENT No.
							PRESSURE kgf/cm²G	TEMP. °C		
C1A1	Potable Water, Above Ground Fire Water (Spray and Foam System), Instrument Air	Cast Iron / CS (Galvanized)	125/150	FF	Concentric or Spiral Serrated (Standard)	0.0	10.5	80	G20 / G19	2000B-060233-001I
C1C3	Caustic (Up To 50 WT% Concentration)	CS	150	RF	Concentric or Spiral Serrated (Standard)	1.5	13.0	99	G5	2000B-060233-002I
C1H2	Thermal Oil	CS	150	RF	Smooth	1.3	8.5	350	G100	0000B-060233-070I
C1P1	General Process – Non Corrosive, Nitrogen, Natural Gas and LPG	CS	150	RF	Standard Concentric or Spiral Serrated	1.5	10.0	230	G1	2000B-060233-006I

Tabla 10. Especificación de tubería e instrumentos para C1P1.

ITEM		SIZE (in)		CLASS, SCHEDULE/ THICKNESS	DESCRIPTION	MATERIAL
		FROM	UP TO			
PIPE		1/2	1 1/2	SCH 80	CS, SEAMLESS	API 5L Gr.B
		2	6	SCH 40		
		8	12	SCH 20	CS, ELECTRIC RESISTANCE WELDING (ERW)	
		14	24	SCH 10		
		26	34	0.250" (1/4")		
		36	40	0.312" (5/16")		

Se diseñó la red de gas natural de acuerdo con las Normas Mexicanas (NOM-001-SECRE-2010, NOM-002-SECRE-2010, NOM-003-SECRE-2011 y NOM-010-ASEA-2016). y según los estándares de Ingeniería de “Oxiteno S.A. de C.V.” para el suministro de gas natural para el Área de Servicios Calderas de Vapor y Aceite térmico de la Planta de Coatzacoalcos, Veracruz.

I.3 DESCRIPCION DETALLADA DEL PROCESO

El proyecto de Gas Natural de la empresa Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos consta de tres partes:

1. Recepción de Transporte (el transporte es propiedad de VPM).
2. Sistema de Descompresión.
3. Suministro a Usuarios (Caldera de Vapor y aceite térmico).

La empresa Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos contará con el suministro de Gas Natural por medio del proveedor “Virtual Pipelines de México S.A.P.I. de C.V.” (VPM) el cual tienen la factibilidad de suministrar 600 Giga Joules/día de Gas Natural Comprimido (GNC) desde la Planta de compresión de VPM, ubicada en Carretera costera del Golfo 180

km 39+150, entre el puente Tonalá y Gasolinera Gavilán, Col. Gilberto Flores Muñoz, CP. 96669, Agua Dulce, Veracruz.

Así mismo la empresa VPM realizará la entrega de Gas Natural por medio de sus transportes sobre ruedas, en las instalaciones de Oxiteno Mexico S.A. de C.V. Planta Coatzacoalcos, Ubicada dentro de la Zona [redacted]. Es responsabilidad de VPM la atención a emergencias en caso de alguna situación en la ruta de los vehículos, así como el mantenimiento de los mismos.

Para estas actividades se cuenta con el permiso de compresión No. G/19814/COMP/2016 y el permiso de transporte sobre ruedas No. G/11755/TRA/OM/2015, otorgados a favor de Virtual Pipelines de México S.A.P.I. de C.V. por La Comisión Reguladora de Energía.

La Estación de Descompresión y Medición (EDM) consta de un sistema de regulación y medición, accesorios de seguridad, así como manómetros a la entrada y salida indicando las presiones, resultado de los cálculos para satisfacer las demandas de la industria.

A partir de la salida del medidor localizado en la estación de descompresión y medición (EDM), es competencia del usuario hacer buen uso de la instalación.

La presión de salida del gas natural de la EDM es de 6.33 Kg/cm2g (90 psi).

El suministro del GNC será por medio de la descarga de contenedores móviles, es decir a través de gasoductos virtuales que descargan el GNC al equipo integrado.

El panel de conexión es el lugar donde inicia la instalación mecánica y cuenta con 2 acometidas de 2 lineas cada uno en acero inoxidable sin costura de acero tipo 316 de 1" de diámetro y 0.120" de Espesor, estas tuberías se unen con conectores del tipo racor acoplándose así a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud cada con una válvula manual en Ac. Inoxidable clase 6000# para el corte principal del suministro . Con este panel de conexión se podrá realizar el intercambio de contenedores de forma manual.

La tubería de GNC del panel de conexión hacia el equipo de descompresión es de tubería de acero al carbón de 1.5" de diámetro , Cédula XXS , API 5L, Grado 8, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-8-10-1986 y NOM-8-177-1990 , sin costura laminada en caliente , superficie barnizada , con extremos biselados .

En el equipo integrado de descompresión se reduce la presión del gas en tres etapas (PRM) por medio de reguladores de presión, en su descarga el gas es dirigido hacia los equipos de consumo a través de una tubería de acero al carbón de 3" de diámetro , Cédula 40, API 5L, Grado B. Además , una fracción del gas pasa al Módulo de Control de Calentamiento (HCM) por una tubería de acero al carbón de 1" de diámetro , Cédula 40,

API 5L, Grado 8 que es donde se eleva la temperatura del agua glicol y se recircula en el

proceso de descompresión para evitar el congelamiento del gas dentro de las distintas etapas de descompresión de la PRM.

Como medida de seguridad los venteos de los equipos se llevan 0.90 m por encima de la techumbre para la liberación del gas en forma segura.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo del proceso del suministro de GNC.

Figura 19. diagrama de flujo del proceso del suministro de GNC

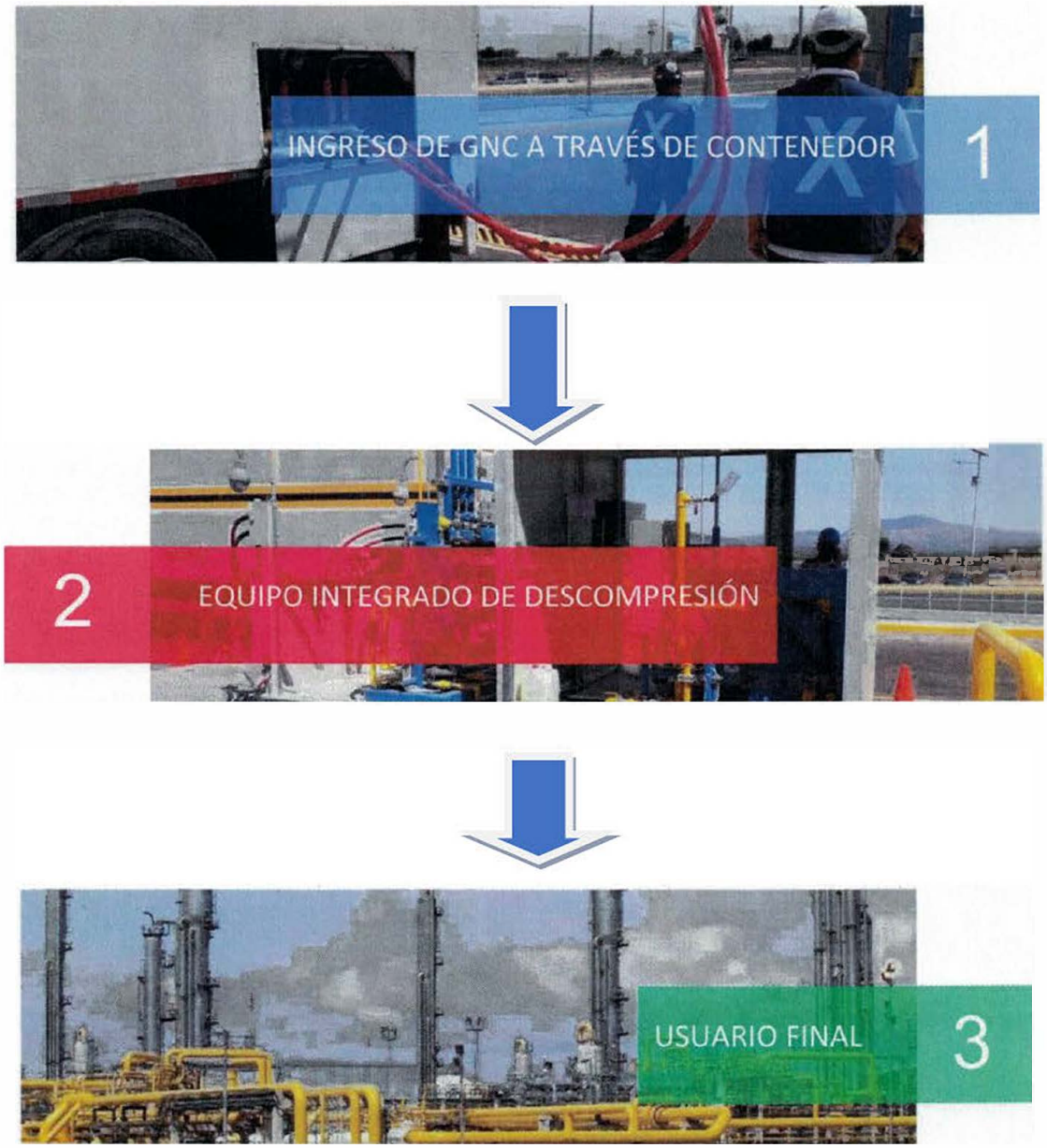
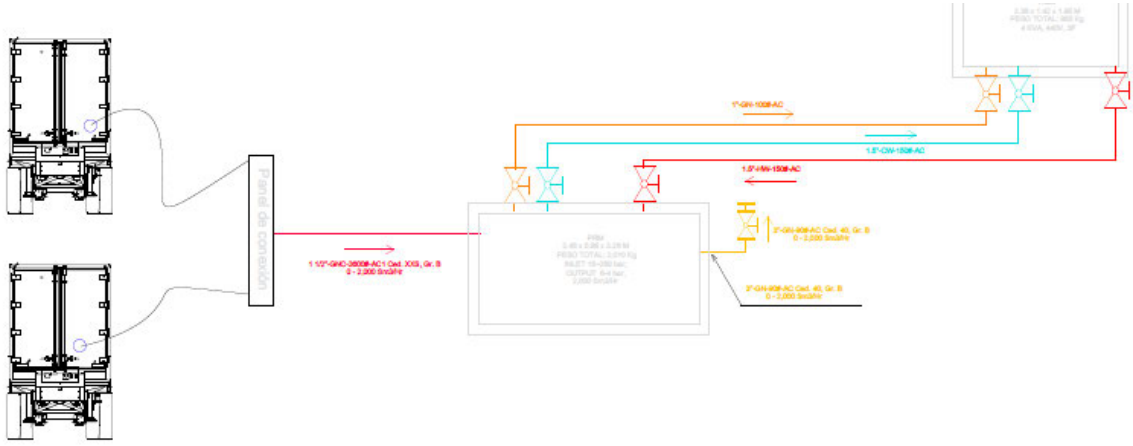


Figura 20. Diagrama de flujo del proceso de la Estación de descompresión



SUMINISTRO DE GAS NATURAL

El proveedor VPM tendrá en circulación para recepción los Contenedor Hexagon Lincoln TITAN™ (NP: : 240167-0001, 240167-0002, & 240167-0003) que fue diseñado para transportar y almacenar gases compresos no oxidantes.

NOTA: es responsabilidad de VPM, la atención a emergencias en caso de alguna situación en la ruta de los vehículos, así como el mantenimiento de los mismos.

Procedimiento de Descarga.

Los cilindros no están diseñados para servicio en vacío. Una vez que los cilindros han sido llenados, nunca deben ser vaciados por debajo de 7 barg (100 psig) de presión. La razón de dejar esta presión residual es asegurar la estabilidad del revestimiento del tanque. Si se vacían los cilindros por debajo de una presión de 7 bar (100 psig) y la temperatura es inferior a -12 ° C (10 ° F) siga el procedimiento de llenado en frío de la sección 9.1.1. del Manual de Hexágono Titán 4 adjunto en esta memoria.

Pasos a seguir para la Descarga del contenido de los contenedores:

1. Obtenga y complete una copia de la "Lista de verificación de descarga" (Véase 0) y siga los pasos del 2 al 14. Mantenga el registro.
2. Posicione el contenedor para la descarga de tal manera que se garantice que el contenedor se mantendrá Inmóvil (por ejemplo, cuñe los neumáticos del vehículo, ponga el freno del vehículo, apague el motor, etc.) y que las líneas de desfogue no estén obstruidas por ninguna infraestructura (por ejemplo, cobertizos, cubiertas, etc.).

NOTA: Este sistema no tiene una conexión rápida desacoplable. El propietario es responsable de la conexión rápida desacoplable en la manguera.

3. Durante la ventilación de la carga, no se debe permitir que el gas natural se acumule. El contenedor no debe estar bajo una estructura de ningún tipo.
4. Abra las puertas del contenedor.
5. Conecte a la correa de tierra para evitar una posible ignición estática.
6. Abrir la válvula de purga.

NOTA: Las válvulas del colector debe estar siempre en posición "cerrada", excepto durante el llenado o descarga.

7. Conecte la línea de descarga al conector rápido del contenedor. Nota: Este contenedor se entrega sin conector.

   El propietario debe proporcionar un conector y debe conectarse de acuerdo con su procedimiento.

Nota: El puerto utilizado para la descarga puede ser el mismo que los puertos de llenada de los contenedores.

8. Abra las válvulas de los cilindros
9. Abra las válvulas del colector.
10. Descarga de los cilindros.

Si se utiliza una bomba para descargar el cilindro(s), asegúrese de que la presión en el cilindro(s) no caiga por debajo de 7 barg (100 psig). Esto evitará que el tanque(s) experimente cualquier vacío y desestabilice el revestimiento. Si la presión cae por debajo de 7 barg (100 psig) y la temperatura está por debajo de -12 ° C (10 ° F) continúe con el procedimiento de llenado en frío en la Sección 9.1.1. del Manual de Hexágono Titán 4 adjunto en esta memoria.

Permita que los cilindros se despresuricen a una presión de 7 barg (100 psig) o superior. Si la presión cae por debajo de 7 barg (100 psig) y la temperatura está por debajo de -12 ° C (10 ° F) siga el procedimiento de llenado en frío en la Sección 9.1.1. del Manual de Hexágono Titán 4 adjunto en esta memoria

NOTA: Si los cilindros se descargan a una presión inferior a 7 barg (100 psig) y la temperatura está por debajo de -12 ° C (10 ° F) siga el procedimiento de llenado en frío en la Sección 9.1.1

11. Cierre la válvula(s) del Cilindro(s).
12. Una vez que las válvulas de los tanques estén cerradas, cierre las válvulas de descarga. Para mitigar la presión en el colector de carga y descarga, abra y cierre la válvula de purga.

NOTA: El manómetro no está diseñado para la presión de vacío y no indicará correctamente condiciones de vacío.

13. Siga los procedimientos y reglamentos de la estación para desconectar la línea de descarga.
14. Cierre las válvulas del colector de carga y descarga.

NOTA: La cañería ubicada entre las válvulas de los tanques y las válvulas del colector de carga/descarga deben siempre ser despresurizadas a menos que las autoridades competentes permitan que los colectores estén presurizados durante su transporte. Siga los pasos 11 y 12, anteriormente descritos, para purgar la tubería.

15. Asegúrese de que la válvula de fuga este en la posición cerrada.
16. Desconecte la conexión a tierra.

17. Cierre las puertas

I.3.1 Hojas de seguridad.

En el Anexo 4 se incluye la hoja de seguridad del gas natural.

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realiza con base en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Capítulo V, del Título IV, Artículo 147. Asimismo y, tomando como fundamento los listados 1 y 2 de las Secretaría de Gobernación, que determinan las cantidades de reporte, para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas es que la Organización estará considerada como de empresa de alto riesgo debido a que la cantidad que manejará de gas natural es mayor a la cantidad de reporte.

En las simulaciones, se utilizó los datos contenidos del gas metano ya que es el mayor componente de gas natural.

A continuación se presenta un resumen con las propiedades físicas y químicas del gas metano:

- Nombre: Gas natural- Gas metano
- Familia química: Hidrocarburo parafinico
- Peso molecular: 16.042
- Estado físico, color y olor :Gas incoloro, inodoro e insípido
- Punto de fusión (760 mm Hg): - 182.50 C
- Punto de ebullición (760 mm Hg): - 161.50 C
- Temperatura crítica: - 82.50 C
- Calor específico: 1.308 Kcal/kg
- Calor de fusión: 14 Kcal/kg
- Calor de vaporización: 122 Kcal/kg
- Presión crítica: 45.8 atm.
- Densidad crítica: 0.162
- Densidad del vapor (760 mm Hg): 0.554
- Densidad específica (aire= 1): 0.68
- Kg/lt (650 C) Lts vapor / lts líquido: 442
- Temperatura de autoignición: Entre 5370 C y 6510 C
- Volumen crítico: 0.098 m3/kg/mol
- Solubilidad en agua: 0.4 – 20 microgramos/100cm3
- Punto de inflamación: 5370 C
- Límite inferior de explosividad: 5.0 % gas en el aire
- Límite superior de explosividad: 15.0 % gas en el aire
- M3 de aire para quemar 1 M3 de gas: 9.53

Dentro de las características del gas natural tenemos que es: es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161º C. El proveedor le agrega mercaptano al gas por razones de seguridad con el propósito de seguridad en caso de una fuga sea posible detectarlo.

El gas natural distribuido es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO2, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural.

La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH4).

El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía.

El gas natural es más ligero que el aire y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas o residenciales e industriales y como carburante en motores de combustión interna.

Presenta además ventajas ecológicas ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles, en particular al que suplirá el combustóleo.

En el caso del gas natural, éste es calificado positivamente en dos de las características derivadas de un estudio CRETIB (corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable y biológico-infeccioso), siendo explosivo e inflamable.

El gas natural es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira. Por lo que en altas concentraciones puede producir asfixia

I.3.2 Almacenamiento

El proveedor VPM tendrá en circulación para recepción los Contenedor Hexagon Lincoln TITAN™ (NP: 240167-0001, 240167-0002, & 240167-0003) que fue diseñado para transportar y almacenar gases compresos no oxidantes.

Número de Parte	Volumen Total	Volumen de Agua de Cilindro	Presión de Servicio	Peso del Cilindro Vacío	Cilindro+ Gas1	Peso Tara Modulo	Peso Bruto Modulo1,2
240167-0001 240167-0002 240167-0003	34048 litros (2077736 in3)	8512 litros (519434 in3)	250 barg (3626 psig) at 15°C (59°F)	2312 kg (5097 lbs)	4168 kg (9188 lbs)	15631 kg (34460 lbs)	23,053 kg (50823 lbs)

NOTA: es responsabilidad de VPM, la atención a emergencias en caso de alguna situación en la ruta de los vehículos, así como el mantenimiento de los mismos

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de reporte descrita en el *Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas* y la cantidad de Gas Natural (GN).

Los cálculos se realizaron tomando el Gas como Metano, utilizando el factor de compresibilidad para gases reales..

La empresa a través de un tercero contratara el servicio de logística y transporte de gas natural, se considera que será por medio de "Módulos tipo TITAN" para el Transporte a Granel de GNC con una capacidad total de 7424 kg de gas natural, estos contenedores permanecerán en la planta solo para surtir de gas a las calderas y cuando se termine dicha operación serán retirados de la estación.

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de reporte descrita en el *Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas* y la cantidad de Gas Natural (GN) manejada en el proyecto.

Los cálculos se realizaron tomando el Gas como Metano, utilizando el factor de compresibilidad para gases reales.

Tabla 11. Cantidad de gas natural (metano) manejada en el sistema

Nombre Comercial	Nombre químico	No. CAS	Estado físico	S	I	R	Riesgo especial	Cantidad de reporte	Cantidad almacenada
Gas Natural	Metano	74-82-8	Gaseoso	1	4	0	-	500 kg	7424 kg de GNC*

En el Anexo 4 se incluyen los cálculos que se efectuaron para determinar la cantidad de gas natural (metano) que se encuentra empacado en el sistema y las hojas de seguridad del gas natural.

Especificaciones técnicas de los cilindros de almacenamiento de gas natural

Tabla 12. Componentes Básicos del Contenedor Hexagon Lincoln ISO.

No.	Descripción	No.	Descripción
1	Cilindros de Gas Hexagon Lincoln (4 en	14	Líneas de Ventilación (4) (no todas
2	Plomería del Cilindro	15	Estructura del Contenedor
3	Colector de Distribución con manómetro	16	Perno tierra
4	Colector de Llenado/vaciado	17	Termómetro
5	Línea Sensible a Temperatura (4 en total) (no visible)	18	Desconectadores Rápidos
6	Manómetro del Sistema Contra Incendios	19	Alimentador Constante Válvula de Cierre
7	Alimentador Constante del Sistema Contra Incendios(ovalo rojo)	20	Filtro del Alimentador Constante (2 en total)
8	Válvula del Cilindro (4 en total)	21	Válvula de retención (2 en total)
9	Desahogo / Válvula de Purga	22	Regulador
10	Soporte del Disco de Ruptura (4 en total)	23	White Flipper Arm – Fire protection startup
11	Disco de Ruptura (4 en total)	24	Etiqueta del Número de Serie del Contenedor
12	Relé del Sistema Contra Incendios	25	Colector de Válvulas (2 en total)
13	Válvulas Neumáticas del Sistema Contra Incendios (total 4)		

Unidades de transporte.

El transporte del gas natural comprimido (GNC) se llevará a cabo mediante unidades de transporte, mismas que tienen las siguientes características:

Unidades contenedoras/semirremolques denominados, TITAN™ de Lincoln Composites:, los cuales cuentan con una moderna tecnología en el transporte de gas natural comprimido a granel, comprobado en USA.

Figura 21. Unidades contenedoras/semirremolques denominados, Titán

El peso más bajo debido al diseño único de gran tamaño del tanque, lo cual permite transportar grandes volúmenes de gas natural comprimido.

- Mínima pérdida de presión durante el llenado ó vaciado del GNC, debido a las grandes dimensiones de las tuberías para los recipientes a la entrada del tanque. Lo cual aumenta la tasa de llenado debido a la reducción del calentamiento gas y a la vez reduce el peso muerto cuando se mueve el remolque de vuelta la planta.
- Excelente diseño de seguridad para protección contra incendios y calor de los cilindros que permiten:
  1. Detección de fuentes de fuego/calor en todo el perímetro de todo el contenedor o ventilación de los contenidos gaseosos del contenedor en caso de incendio a través de un concepto único de disparo abriendo las válvulas de ventilación asegurando un venteo rápido del gas.
  2. Configuración que permite en forma fácil y ergonómica inspeccionar cualquier elemento de servicio de la tubería debido al arreglo horizontal de los tanques. Además posee “dip tubing” que son tubos de inmersión que permiten la eliminación de líquidos (tales como aceite del compresor) desde los tanques Titán en una forma fácil, rápida y segura.

El diseño del depósito de TITAN se basa en Lincoln Composites tecnología TUFFSHELL. Tiene un polietileno (HDPE) de revestimiento de alta densidad, un filamento enrollado de fibra de carbono / epoxi compuesto cáscara (el miembro estructural primario del contenedor), además de un recubrimiento de poliuretano aplicada a la superficie exterior.

El tanque TITAN es de casi 12 metros de longitud y más de 1 metro de diámetro y está diseñada para el transporte a granel de gas natural comprimido (GNC), hidrógeno, nitrógeno y helio. Está diseñado para funcionar a 250 bar y se almacenan más de 1840 kg de GNC.

Los resultados de las pruebas de rendimiento del tanque TITAN incluyen:

- una presión de rotura hidrostática promedio de 717 bar;
- completado 45 000 ciclos de presión de 20 bar a 375 bar;
- completado 5000 ciclos de alta temperatura desde la presión atmosférica a 250 bar a temperaturas de 60-70 ° C;
- completado 5.000 ciclos de baja temperatura de la presión atmosférica a 250 bar a temperaturas de -50 a 60 ° C.

Un sistema de almacenamiento modular ft 40 ISO para el transporte de cuatro tanques TITAN también ha completado las pruebas necesarias para obtener la certificación ISO 1496-3. Los aspectos más destacados de prueba para esta aprobación incluyen la inercia transversal / longitudinal estanterías, lateral / longitudinal, el impacto dinámico y un ensayo de fuego.

Un módulo de 40 pies TITAN, con cuatro tanques TITAN, contendrá más de 7424 kg de GNC a una presión de servicio.

Poseen la certificación y acreditación de la American Bureau of Shippping así como del Departamento de Transporte de USA DOT.

Diseño de los cilindros TITÁN.

El TITAN es una estructura compuesta basada de filamento enrollado usado en el mercado aeroespacial y de defensa de los USA. Este mismo diseño compuesto ha sido empleado con éxito en más de 140,000 cilindros de la empresa Lincoln Composites alrededor del mundo. Los Cilindros Titán han sido diseñados para una presión de trabajo de 250 bar a 15 ºC y una presión máxima de llenado de 325 bar. Los componentes de la tubería del sistema de combustible están integrados directamente en la estructura y los cilindros. Los cilindros están montados para permitir el crecimiento axial y radial durante el ciclo de presurización. Cada cilindro tendrá un extremo fijo donde residirán las tuberías de interconexión y un deslizamiento utilizando un diseño radial Lincoln Composites.

El tanque TITAN ™ está diseñado específicamente para cargas masivas de transporte de: gas natural comprimido (GNC) de hidrógeno (CH4), nitrógeno y helio. El diseño de alta resistencia ligera del tanque todo compuesto TITAN ™ permite a los distribuidores de gas para transportar más gas con un peso bruto del vehículo en general más bajas. El tanque TITAN ™ ha sido diseñado para ser montado en un contenedor de la certificación ISO 1496. El módulo de TITAN ™ resultante tiene cuatro tanques montados en ella, pesa sólo 14,500 kg (sin presión) y se puede transportar a través de ferrocarril, camión o barco.

Figura 22. Cilindros Titan

Revestimiento de polietileno de alta densidad (HDPE).

- Material utilizado en los tanques de GNC para vehículos de almacenamiento a bordo desde 1993.
- Se utiliza en la construcción de redes y gasoductos de gas natural.

Interfaz con tuberías de acero al carbono:

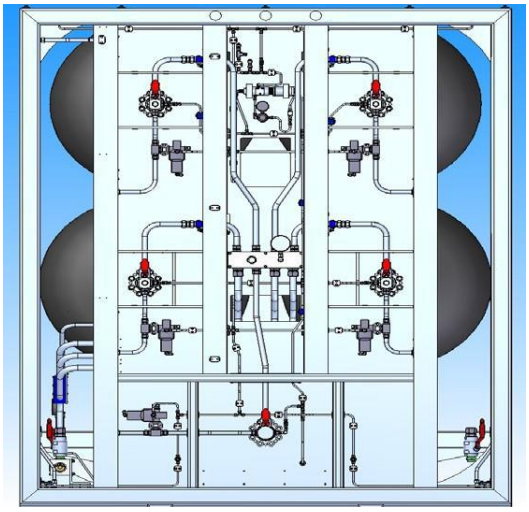
- Excelente fuerza física y resistencia.
- Níquel plateado para la resistencia a la corrosión.

Filamento enrollado revestimiento de material compuesto de fibra de carbono-epoxy.

- Miembro estructural principal del recipiente.
- Excepcional resistencia a la fatiga.

Revestimiento de poliuretano se aplica a la superficie externa para mejorar la abrasión y resistencia a la abrasión del recipiente, así como actúa como una capa de protección contra la humedad.

Figura 23. Tuberías para carga y descarga de los tanques.



Dimensiones

Las dimensiones de la estructura concuerdan con ISO 668:1995; 40 pies x 8 pies x 8 pies; fondo plano

Rango de Presiones

Este sistema está diseñado para una presión de servicio de 250 bar (3626 psig) fijados a 15°C (59°F). La presión de llenado máxima es de 325 bar (4714 psig); con una temperatura del gas llenado máxima de 82.2°C (180°F). Como la presión depende de la temperatura del gas se debe prestar debida atención al rango completo de temperaturas a las que el sistema estará sujeto durante el llenado

Reglamentos y Normas de las Unidades de Transporte.

Los tanques TITAN están diseñados y probados según American Bureau of Shipping estándar ABSHOU557163 y cumplen con los requisitos del punto por un permiso especial. En una re-inspección periódica se podrán aplicar las Normas nacionales. Si no hay normas nacionales aplicables LINCOLN COMPOSITES recomienda realizar re-inspección periódica según ISO 11439:2000 con inspección visual cada 36 meses según ISO 19078 cuando proceda y de conformidad con el manual de inspección de LINCOLN COMPOSITES.

Inspección y Servicio.

De acuerdo al fabricante, los sistemas están diseñados y construidos para estar libres de mantenimiento durante su vida útil. Sin embargo pueden ser sometidos a inspecciones periódicas según las regulaciones nacionales en el país de operación, inspección o servicio después de que ocurra algún accidente o de otras ocasiones no programadas.

I.3.3 Equipos de Proceso y Auxiliares

.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE UN SISTEMA REDUCTOR DE PRESIÓN (PRS)

Se trata de un Sistema de Reducción de Presión de alta capacidad (PRS), con componentes de tuberfas de alta resistencia para minimizar la presión residual del almacenamiento móvil en "vacfo" , de 2" ANSI brida de conexión y de brida de salida de gas de baja presión.

- Diseñado según CSA estándar Z662-99 -aceite y sistemas de tuberfa de gas.
- Regulación de dos etapas y reguladores instalados en sistema "working monitor" para reducir el ruido audible, mejorar la precisión y proporcionar protección aguas abajo . Sistema de calefacción compensado tipo "Joule Thompson" .
- Enfriamiento para que la temperatura del gas antes de la etapa final del regulador esté controlada dentro de +/-14°C.
- El calentador de agua caliente tiene un pequeño flujo de gas natural para el quemador de calefacción.

- Consumo de gas natural es menos del 0,5% de rendimiento total de PRS.
- Sistema de paro de emergencia con botón pulsador ESO en patín.
- PRM y HCM están montados sobre patines de acero estructural con un gabinete de alta capacidad.
- DEFUELING POST, Tubo estructural puesto con base de montaje de Boquilla Staubli HPX20 3/4" GNC x 4.5 metros largo.
- Válvula de bola con venteo 1".
- Manómetro O - 350 bar.
- Tubo de acero inoxidable 1 "x.109
- Válvula Check 1

Requerimientos

Alimentación	Tamaño	Proceso
Energía Requerida HCM	4.5 KW	440VAC 60 Hz
Tubería de Agua Caliente (HCM/PRM)	1.5" sch. 40 pipe	Alimentación de Agua Caliente
Tubería de Agua Fría (HCM/PRM)	1.5" sch. 40 pipe	Retorno de Agua Fría
Fuente de Gas (HCM/PRM)	1" pipe	Gas Natural
Canalización Eléctrica (HCM/PRM)	1" conduit	Fuerza/Instrumentos
Tubería de descarga de gas	3" - 150# ANSI	Gas Natural

OPERACIÓN DEL SISTEMA REDUCTOR DE PRESIÓN (PRS)

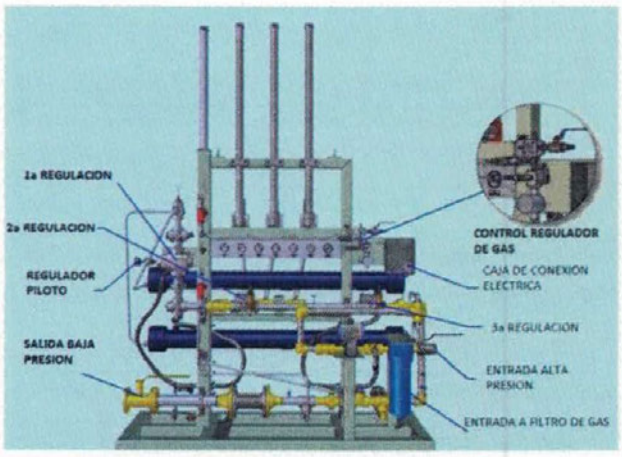
El sistema reductor de presión (PRS - Pressure Reduction System) se encuentra compuesto de dos elementos: Modulo Reductor de Presión (PRM - Pressure Reduction Module) y Módulo de Control de Calentamiento (HCM - Heating Control Module) . La estación reductora cuenta con un filtro en la entrada, un intercambiador de calor (gas- agua), dispositivos de regulación , tubería y control eléctrico. La medición se suministra opcional. El módulo de calentamiento consiste en una caldera (combustible : gas natural) , un dispositivo de regulación de gas, medidor de flujo de agua, separador de aire, filtro de agua, bomba y medidor de caudal.

El gas del contenedor fluye hacia el PRM donde es filtrado , calentado (a través del intercambiador de calor de agua del HCM), regulado , medido y suministrado . El HMC distribuye y calienta el agua , utilizando para la transferencia de calor el gas del PRM. El gas a baja presión en la salida es entonces preparado y puede ser utilizado en calderas , calentadores, motores u otros dispositivos . Los controles eléctricos para cada uno de los componentes se encuentran instalados en sus soportes o en cajas con las características adecuadas de acuerdo con la clasificación de la zona . Los controles eléctricos incluyen un dispositivo de parada de emergencia (ESO- Emergency shut down) . Los detalles

especificas de partes y componentes del sistema pueden ser encontrados en el manual de operación . El PRM se encuentra clasificado como sitio de clase 1, división 2 (Zona

2), grupo D. El HCM tiene un soporte (skid) que requiere de protección contra las condiciones ambientales adversas y un soporte de concreto . La caldera debe ser instalada de modo que el sistema quemador de gas se encuentre protegido de agua, goteras , etc., durante su operación y servicio.

Figura 24. Diagrama de ejemplo de PRM .



La línea de entrada del módulo PRM (Panel de Conexión) es conectada a un contenedor móvil. Las partículas de polvo u otras sustancias son removidas del gas por el filtro de entrada localizado antes del intercambiador de calor. El gas fluye a continuación por la tubería del intercambiador de calor donde es calentado por una corriente de agua caliente por la bomba localizada en el HCM.

El gas entra en la primera etapa de regulación, y se emplean varias etapas antes de reducir la presión hasta el nivel requerido. Se instalan manómetros en el sistema para monitoreo local de la presión y ajuste de los reguladores. La instrumentación especifica se encuentra detallada en los diagramas de instrumentación, tuberías y proceso. El gas suministrado al HCM es tomado desde la línea principal después del intercambiador de calor .

Todas las líneas, tuberías , filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc. se encuentran protegidos por dispositivos de alivio de presión (válvulas de alivio/seguridad) o reguladores (monitoreo tipo dual) . Todas las válvulas de alivio tienen salida a la atmósfera (a una ubicación segura) a través de una línea/cabecera de descarga de venteo común. La línea de venteo/cabecera común sirve como manifold para el gas proveniente de las válvulas de

alivio/seguridad y las válvulas manuales de drenaje. Todas las tuberías son fabricadas o

interconectadas con soldadura o con accesorios adecuados , diseñadas y probadas de acuerdo

con los códigos/requerimientos específicos . Las partes del PRM se encuentran en el listado del manual de operación .

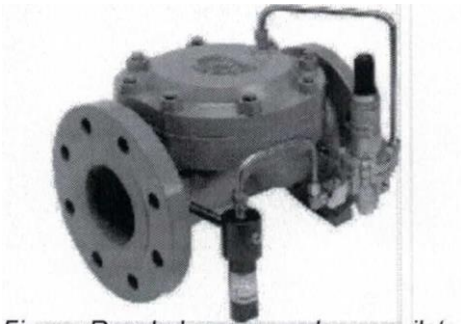
Regulación de presión

Si existen múltiples etapas de regulación, la primera etapa por lo general emplea reguladores con sistema de resorte para reducir la presión hasta el nivel adecuado para la segunda etapa. Se utilizan varios reguladores para acondicionar el nivel de caudal en el sistema. A continuación , se muestra un regulador de este tipo como ejemplo:

Figura 25. Regulador tipo

En el caso que exista una segunda (y tercera) etapa de regulación se utilizarán reguladores operados por piloto que disminuyen el valor de presión hasta el nivel de descarga ajustado/deseado:

Figura 26. Reguladores operados por piloto



Estos reguladores son instalados en configuración "Principal/monitoreo" u "Operación de Monitoreo". En instalación "Principal/monitoreo " un piloto operado por regulador se encuentra en estado de espera y funciona solamente en caso de falla del regulador principal. El regulador aguas abajo o aguas arriba puede realizar cualquiera de las dos funciones . El punto de ajuste del regulador de monitoreo debe ser ligeramente mayor al principal (por ejemplo 5%) .

En la instalación de "Operación de Monitoreo", ambos reguladores operados por piloto reducen la presión en una secuencia de dos etapas . El punto de ajuste del primer regulador debe ser significativamente mayor al del segundo regulador.

Figura 27. Reguladores configuración "Principal/monitoreo

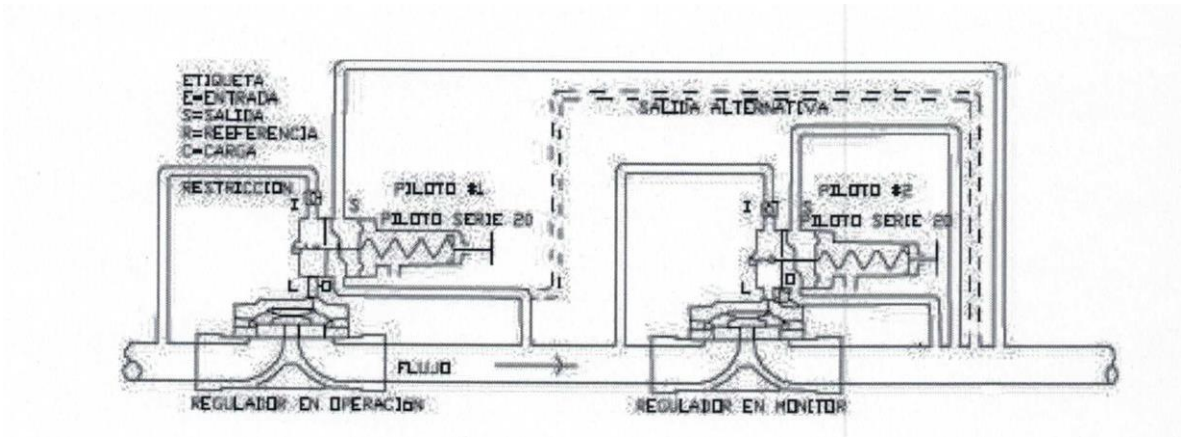
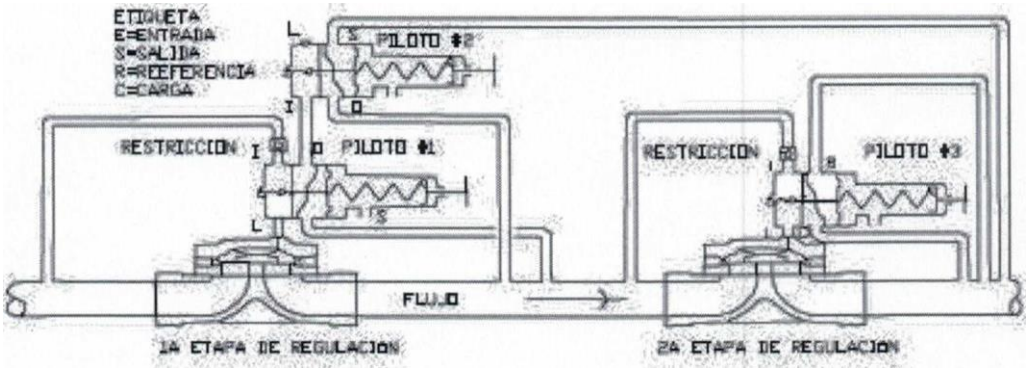


Figura 28. Reguladores configuración "Operación de Monitoreo



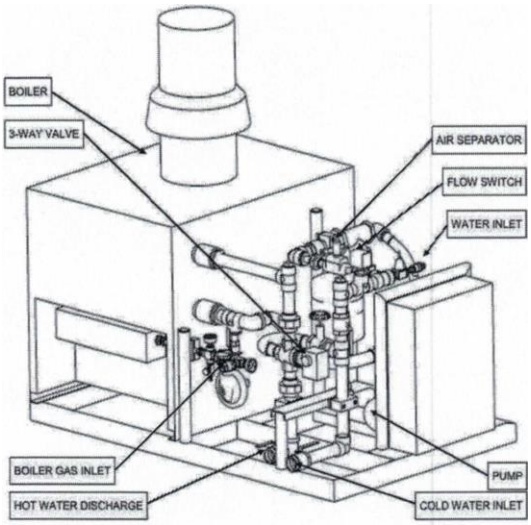
MÓDULO DE CONTROL DE CALENTAMIENTO (HCM- HEATING CONTROL MODULE)

La entrada de gas al HCM se encuentra conectada al PRM. El gas que va hacia el HCM pasa a través de válvulas que se utilizan para aislar el módulo. Un regulador y manómetros de presión son instalados antes de la entrada de la caldera para asegurar el nivel de presión adecuado . Una línea de purga es instalada después del regulador.

El agua refrigerante que se encuentra a la entrada del HCM pasa por un interruptor de bajo flujo que indica cuando el nivel es muy bajo. En este punto, una válvula check y un regulador pueden proporcionar una entrada adicional de agua si se requiere. Dentro del proceso el agua es conducida hacia un tanque separador de aire que incluye un "venteo " que remueve el aire del sistema , pasando después por un filtro que retiene/previene el ingreso de partículas extrañas hacia la bomba. A continuación de la bomba se encuentra un medidor de caudal y entra a la caldera. Después del proceso de calentamiento el agua puede ser recirculada con la operación de la válvula de 3 vías o descarga del PRM.

La tubería del circuito de agua es fabricada con tuberia galvanizada , acero al carbón o mangueras . Los componentes del circuito de gas se utilizan con conectores de presión adecuados . Toda la tubería es diseñada y fabricada de acuerdo con los requerimientos específicos .

Figura 29. Ejemplo de diagrama de HCM



CONTROLES ELÉCTRICOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA REDUCTOR DE PRESIÓN (PRS)

La lógica de operación de PRS es controlada por un PLC (dispositivo lógico programable). En el caso de un sólo sistema PRS el PLC será montado en el panel de PRS. Si la unidad PRS es parte de un sitio compuesto de sistemas de compresión , el control podrá ser incorporado dentro del sistema de compresión . El PLC se encarga de iniciar y parar el PRS, continuamente monitoreando las condiciones , estado y alarmas asociadas . Todos los sensores , interruptores, motores y válvulas solenoides utilizadas para la operación del PRS son cableados usando la clasificación de área adecuada en cada caso.

Las unidades PRS tienen un sistema de parada de emergencia (ESO Emergency shut down) que incorpora pulsadores tipo "hongo" ubicados en sitios claves. El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRS de la entrada de gas. Un interruptor de "En línea/Fuera de lfnea" es ubicado en el panel del HCM y en el panel de control del PRM. Ambos interruptores deben estar en la posición "En linea" para que el PRS funcione automáticamente . Al colocar cualquiera de estos dos interruptores en posición "Fuera de línea" detendrá el sistema PRS y permanecerá en este estado hasta que sea reanudada la operación al colocar los interruptores en posición "En línea". Para llevar el mantenimiento de forma segura se recomienda apagar el breaker/interruptor principal en el panel principal y colocar el aviso de seguridad

Tuberías

El flujo de la línea principal es para 2000 Sm3/h y el suministro secundario para cada una de las calderas es de: Caldera de vapor BC-200A máximo de 616 Sm3/h, Caldera de vapor BC-230 máximo de 1232 Sm3/h, Caldera de Aceite Térmico BH-212 máximo de 147 Sm3/h.

La tubería principal de suministro de Gas Natural será de acero al carbón sin costura y su montaje será sobre trincheras y con un sistema de soporte para anclar la tubería sobre el fondo de la trinchera. Está canaleta está diseñada para resistir sobre ellas el paso de

equipos pesados como Pipas, Estanques, montacargas cargados con tarimas y automóviles, el diámetro y las instalaciones de seguridad como válvulas de corte y en instrumentos de control serán determinadas en el memorial de cálculo.

Las tuberías secundarias de suministro de Gas Natural serán de acero al carbón sin costura y su montaje será aérea sobre soportarías y con un sistema de soporte para anclar la tubería sobre la soportaría. Los diámetros y las instalaciones de seguridad como válvulas de corte y en instrumentos de control serán determinadas por en el memorial de cálculo.

La llegada de las tuberías será sobre quemadores-pilotos duales que están diseñados para recibir Gas Natural y Diésel. Cabe mencionar que los quemadores serán duales, esto debido a que, en caso de no tener suministro de gas natural por alguna eventualidad, se tendrá la flexibilidad de usar Diésel.

El proyecto está considerado en el suministro de gas natural a dos calderas de vapor y una caldera de aceite térmico, el suministro lo dará por medio de un equipo SKID de descompresión de Gas Natural y todos estos equipos se entran dentro de la Planta de Oxiteno Coatzacoalcos.

El Equipo BC-200A es una caldera generadora de vapor de 8.5 kg/cm2g con una capacidad de 500 c.c. marca Cleaver Brooks. El tiempo de uso es alrededor de 1000 horas al año.

El Equipo BC-230 es una caldera generadora de vapor de 15 kg/cm2g con una capacidad de 1000 c.c. marca Power Master. El tiempo de uso es alrededor de 7900 horas al año.

El Equipo BH-212 es una caldera generadora de calor usando para ello aceite térmico de 3 kg/cm2g con una capacidad de 4000000 BTH/h de generación de calor, marca Ecovis. El tiempo de uso es alrededor de 5500 horas al año.

Los equipos tienen las siguientes características de diseño:

El Equipo BC-200A tiene una presión de diseño de 10.5 kg/cm2g y cuentan con los siguientes dispositivos de seguridad:

PSV-200A1 10.2 kg/cm2 2” x 2” NPT

PSV-200A2 9.8 kg/cm2 2” x 2 ½” NPT

El Equipo BC-230 tiene una presión de diseño de 16 kg/cm2g y cuentan con los siguientes dispositivos de seguridad:

PSV-230A 16 kg/cm2 2” x 2 ½” NPT

PSV-230B 16 kg/cm2 2” x 2 ½” NPT

PSV-230C 16 kg/cm2 1 ¼” X 1 ½” NPT

El Equipo BH-212 tiene una presión de diseño de 8 kg/cm2g y cuentan con dispositivos de seguridad en la línea de diésel y de aceite térmico cerca del equipo de proceso.

I.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

	EQUIPOS PARA LA ESTACIÓN	CANTIDAD	CARACTERISTICAS
1	*Panel de Conexión*	1	Máxima Presión de trabajo = 3600 psi; 1 Linea de Descarga 2 Mangueras de Descarga Flujo Máximo = 2,000 Sm3/Hr
2	*Sistema Modular de Reducción de Presión y Alto Flujo PRM*	1	Succión: Presión = 42.2@ 253 kg/cm2 (600@3600 Psi), Temperatura = -29 @ 55°C; Descarga 1a Etapa Reg. Presión = 52.73 kg/cm2, (750 Psi) Temperatura = -29 @ 100°C Descarga 2a Etapa Reg. Presión = 12.3 kg/cm2, (175 Psi) Temperatura = -29 @ 55°C Descarga 3a Etapa Reg. Presión = 6.33 kg/cm2, (90 Psi) Temperatura = -29 @ 55°C.
3	*Sistema Modular de Calentamiento HCM*	1	Agua/Glicol: Presión = 4.2 kg/cm2 (60 Psi), Temperatura = -29 @ 99°C ; Gas Natural: Presión = 1.4 kg/cm2, (20 Psi), Temperatura = -29 @ 55 °C

Condiciones de Operación de Equipos de Consumo.

En la Tabla 13 se muestras los TAGs y condiciones de operación de las calderas de vapor y el calentador de aceite térmico tienen como TAGs:

Tabla 13. TAGs y condiciones de operación de las calderas de vapor y el calentador de aceite térmico tienen como TAGs.

Equipo	Capacidad de Generación	Presión (kg/cm2g)		Flujo de alimentación de Gas (m3/h)	
		Operación	Diseño	Mínimo	Máximo
Caldera de vapor BC-200A	500 c.c.	8.5	10.5	520	616
Caldera de vapor BC-230	1000 c.c.	15	16	1040	1232
Caldera de Aceite Térmico BH-212	4000000 BTU/h	3	8	124	147

Los equipos cuentan con quemadores y pilotos los cuales tienes las siguientes presiones de alimentación de gas natural que se muestran el siguiente Tabla.

Tabla 14. Condiciones de operación de Equipos de consumo.

Equipo	Presión alimentación de gas (kg/cm2g)
Quemador Caldera de vapor BC-200A	0.255
Piloto Caldera de vapor BC-200A	0.255
Quemador Caldera de vapor BC-230	0.132
Piloto Caldera de vapor BC-230	0.088
Quemador Caldera de Aceite Térmico BH-212	0.127

I.4.1 SISTEMAS DE AISLAMIENTO.

MÓDULO DE CONTROL DE CALENTAMIENTO (HCM- HEATING CONTROL MODULE)

La entrada de gas al HCM se encuentra conectada al PRM. El gas que va hacia el HCM pasa a través de válvulas que se utilizan para aislar el módulo. Un regulador y manómetros de presión son instalados antes de la entrada de la caldera para asegurar el nivel de presión adecuado. Una línea de purga es instalada después del regulador.

El agua refrigerante que se encuentra a la entrada del HCM pasa por un interruptor de bajo flujo que indica cuando el nivel es muy bajo. En este punto, una válvula check y un regulador pueden proporcionar una entrada adicional de agua si se requiere. Dentro del proceso el agua es conducida hacia un tanque separador de aire que incluye un "venteo " que remueve el aire del sistema, pasando después por un filtro que retiene/previene el ingreso de partículas extrañas hacia la bomba. A continuación de la bomba se encuentra un medidor de caudal y entra a la caldera. Después del proceso de calentamiento el agua puede ser recirculada con la operación de la válvula de 3 vías o descarga del PRM.

La tubería del circuito de agua es fabricada con tuberia galvanizada, acero al carbón o mangueras. Los componentes del circuito de gas se utilizan con conectores de presión adecuados. Toda la tubería es diseñada y fabricada de acuerdo con los requerimientos específicos

CONTROLES ELÉCTRICOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA REDUCTOR DE PRESIÓN (PRS)

La lógica de operación de PRS es controlada por un PLC (dispositivo lógico programable). En el caso de un sólo sistema PRS el PLC será montado en el panel de PRS. Si la unidad PRS es parte de un sitio compuesto de sistemas de compresión , el control podrá ser incorporado dentro del sistema de compresión . El PLC se encarga de iniciar y parar el PRS, continuamente monitoreando las condiciones , estado y alarmas asociadas . Todos los sensores , interruptores, motores y válvulas solenoides utilizadas para la operación del PRS son cableados usando la clasificación de área adecuada en cada caso.

Las unidades PRS tienen un sistema de parada de emergencia (ESO Emergency shut down) que incorpora pulsadores tipo "hongo" ubicados en sitios claves. El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRS de la entrada de gas. Un interruptor de

"En línea/Fuera de lfnea" es ubicado en el panel del HCM y en el panel de control del PRM. Ambos interruptores deben estar en la posición "En linea" para que el PRS funcione automáticamente. Al colocar cualquiera de estos dos interruptores en posición "Fuera de línea" detendrá el sistema PRS y permanecerá en este estado hasta que sea reanudada la operación al colocar los interruptores en posición "En línea". Para llevar el mantenimiento de forma segura se recomienda apagar el breaker/interruptor principal en el panel principal y colocar el aviso de seguridad.

Operación de PRS:

Estado de Inicio: La caldera debe estar lista para calentar el agua. La interfaz operario - máquina es un panel táctil que permite monitorear y llevar a cabo diferentes funciones. Para iniciar se coloca el interruptor en posición "Fuera de línea" y se oprime el botón "Reset". Si todas las alarmas son limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" como se muestra en la figura a continuación. Si existe una condición de falla, un mensaje anunciará la falla correspondiente. Corregir la causa de falla y presionar nuevamente "Reset" para remover la condición de alarma. Una vez que las alarmas han sido limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" y el sistema estará listo para operar. Para iniciar operación debe colocarse el interruptor en la posición "En línea

Figura 30. Pantalla Principal 1Pantalla de PRS

Estado de operación : La caldera suministrará calor al sistema , siendo controlada por un termostato (zona 1). La caldera funcionará normalmente al recibir una señal de "petición de calentamiento " desde el PLC. Cuando el PRS se coloca "En línea" por primera vez , el sistema completará la etapa de "Calentamiento " que enviará la solicitud de "calentamiento" y colocará la válvula en posición de 85% (apertura). El tiempo que el sistema opera en modo "Calentamiento " se toma de un punto de ajuste del cliente , con un valor por defecto de 180 s.

Una vez que esta etapa se encuentra completa el sistema es declarado como "Listo". Automáticamente el control variará la temperatura del gas de salida mediante la modificación de la posición de la válvula de agua y el termostato (on/off). La válvula de control/distribución (diverter valve) da paso a la cantidad de agua caliente requerida en el intercambiador de calor, también dando paso a cierta porción de agua hacia la bomba. Esta cantidad se encuentra determinada por un lazo de control tipo PID que asegura que la temperatura de gas se mantendrá en el rango de 10 a 40 oc. En algunos modelos las válvulas duales de control/distribución se utilizan para redundancia.

En estos modelos las válvulas son seleccionadas manualmente utilizando los interruptores de selección en el panel de control y colocando las válvulas manuales de bola en la posición correcta para el dispositivo seleccionado (Los componentes de redundancia no son mostrados en la pantalla).

Figura 31. Pantalla PRS (Calentando/ 1Pantalla PRS (en operación/calentamiento)

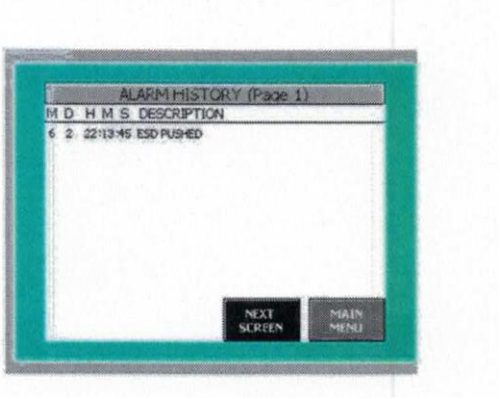
Alarmas de PRS:

Si alguno de los sensores del PRS presenta falla, el PLC lee este estado y el PRS se apagará. El PLC indicará el estado de alarma mediante un bombillo piloto (color rojo, si aplica). Cuando el PLC registra una alarma el PRS no operará hasta que la condición de falla no haya sido corregida y el botón "Reset" oprimido. Para limpiar las alarmas asegúrese que las condiciones de falla hayan sido corregidas. Después se procede a oprimir el botón "Reset". El sistema PRS retornará a operación normal. Si las alarmas no han sido apropiadamente corregidas, el panel presentará nuevamente el estado de alarma.

Las advertencias no son como las alarmas; estas se anuncian en la pantalla y en ciertos casos detendrán el equipo, sin embargo , no detienen totalmente el sistema PRS.

Nota: Las alarmas de baja temperatura de gas son ignoradas durante la etapa de "calentamiento/arranque ". Lo anterior permitirá a la caldera, aumentar la temperatura del agua (y temperatura del gas) sobre el valor mínimo de operación.

Figura 32. Listado de alarmas



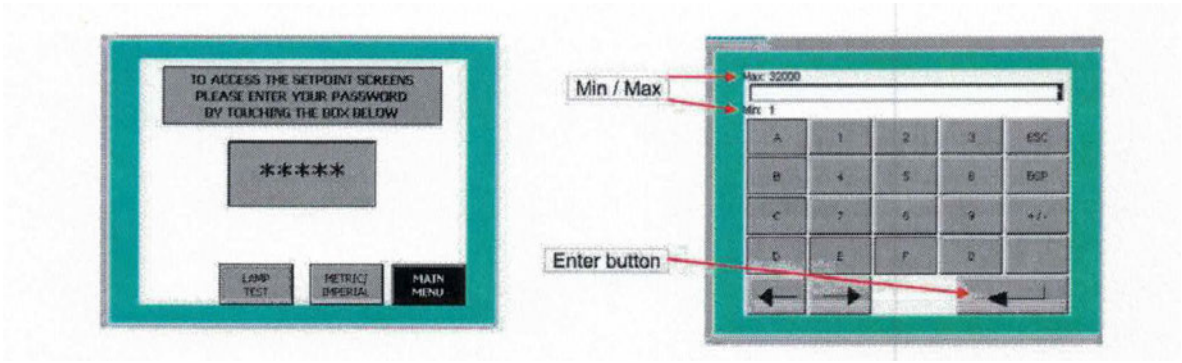
Historial de alarmas:

La pantalla de historial de alarmas muestra las últimas 20 alarmas que hayan ocurrido . Se almacenan en el PLC y no pueden ser borradas. Se utilizan los botones "Siguiente pantalla" y "anterior pantalla" para desplazarse a través de la lista. La última alarma se presenta en la parte superior de la pantalla. A medida que se presentan alarmas nuevas se van borrando las de mayor antigüedad.

Puntos de configuración (Set points PRS):

Nota: La incorrecta configuración de los puntos de operación puede resultar en daño o mal funcionamiento del equipo. Solamente personal autorizado/capacitado puede modificar la configuración de equipo. En el menú principal, el acceso se concede a través de un password/clave numérica ingresado con la tecla "Enter". Si la contraseña/clave ingresado es correcto la ventana con el primer grupo de parámetros aparecerá.

Figura 33. Pantalla de entrada de password/clave - Pantalla de digitación de clave numérica



Los puntos de configuración son mostrados en unidades inglesas (Psi y °F)

Se utilizan los botones "Siguiente pantalla" y "anterior pantalla" para desplazarse a través de los puntos de configuración.

Para cambiar un punto de ajuste: Oprima el parámetro que desea cambiar . Una pantalla de entrada numérica será mostrada . El usuario deberá entrar un valor que sea válido y una vez que sea aceptado se mostrará en la pantalla.

La columna de punto de ajuste muestra el valor que se encuentra utilizando el PLC.

La columna de valor por defecto muestra el valor ajustado por fabricante.

La última pantalla proporciona la opción de cargar los parámetros por defecto.

"Si, cargar parámetros por defecto" cargará todos los valores por defecto. Esto sobre escribirá cualquiera de los puntos de ajuste ingresados previamente .

"Pantalla previa" no cargará los parámetros por defecto y retornará a la anterior pantalla.

Condiciones de las pruebas de hermeticidad y protección anticorrosiva.

Prueba de hermeticidad.

La prueba se realizará con gas inerte (nitrógeno) conforme a lo establecido por la NOM-002-SECRE-2010.

Se deberá presionar la tubería a 1.5 veces la presión de trabajo durante un tiempo de 8 horas, durante el cual se deberá observar a detalle en cada una de las juntas que no existan fugas mediante la aplicación de una solución de agua y jabón en toda la circunferencia de la junta.

Al finalizar se deberá contar con el registro gráfico considerando las variaciones de temperatura y presión al inicio y al final de la prueba.

Los equipos de medición utilizados durante las pruebas deberán contar con certificado de calibración vigente.

Sistema de Protección Anticorrosiva.

Toda la tubería será protegida contra la corrosión mediante la aplicación de recubrimiento anticorrosivo (pintura) sobre la superficie exterior de la tubería utilizando el sistema adecuado a las condiciones ambientales del sitio.

.

I.5 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

I.5.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

Durante la construcción los contratistas están obligados a desarrollar e implementar un plan de seguridad detallado que es revisado y aprobado por el promovente antes de la construcción.

El plan describe todas las áreas de riesgo potencial, requiere de procedimientos escritos y auditorías regulares para garantizar el cumplimiento.

Los registros de operaciones seguras del manejo de gas natural son superiores en comparación con compañías similares de la industria (generación eléctrica–manejo de combustible OSHA) en varios órdenes de magnitud.

Los sistemas de seguridad diseñados en el proceso minimizan potencialmente la presencia de incidentes mayores durante las operaciones.

Los riesgos inherentes al uso del gas natural son mitigados utilizando recursos de seguridad avanzados y un programa gerencial probado de salud y seguridad.

Accidentes por el manejo de gas natural en los Estados Unidos de Norteamérica

Se presenta la descripción de accidentes de manejo de gas natural tomados de la siguiente liga: http://www.csb.gov de la Agencia de Seguridad Química e Investigación de Peligros de los Estados Unidos de Norteamérica (CSB).

Kleen Energía en Middletown, Connecticut

Seis trabajadores resultaron heridos fatalmente durante una actividad de trabajo previsto para limpiar los residuos de las tuberías de gas natural en Kleen Energy en Middletown, Connecticut. Para quitar los residuos de la tubería, los trabajadores utilizaron el gas natural a alta presión de aproximadamente 650 libras por pulgada cuadrada. Durante este proceso, el gas natural encontró una fuente de ignición y explosión.

El informe final del CSB fue aprobado en una reunión pública en Portland, CT, el 28 de junio de 2010.

ConAgra Slim Jim en Garner, Carolina del Norte, el 9 de junio de 2009

La CSB realizó una investigación de una explosión de gas natural catastrófico que ocurrió en las instalaciones de la planta de ConAgra Slim Jim en Garner, Carolina del Norte, el 9 de junio de 2009. Ese accidente originó la perdida de cuatro vidas humanas, causó heridas a otras 67 personas. El accidente se produjo durante la operación de purga al aire libre de una tubería de acero de abastecimiento de gas que estaba conectado a un calentador de agua. Debido a las dificultades para encender el calentador de agua, la operación de purga se continuó durante un tiempo inusualmente largo, causando finalmente la nube de gas en el interior del edificio, acumulando gas a una concentración por encima de su límite inferior de explosividad.

La nube de gas causó una explosión al ponerse en contacto con una fuente de ignición, causando daños en los edificios de la planta. La explosión también causó daño a la tubería del sistema de la planta de enfriamiento a base de amoniaco, liberando aproximadamente 18,000 libras de amoníaco anhidro al medio ambiente.

La CSB emitió un boletín de seguridad estableciendo que los peligros de la purga de tuberías de gas en edificios originaron cinco lecciones clave para prevenir los incendios y las explosiones de gas combustible durante las operaciones de purga.

Accidentes en México por el manejo de gas natural

Accidente del gasoducto de gas natural de PEMEX en el estado de Guanajuato, no hubo daños personales. (Fuente: El Norte 19 de septiembre de 1991).

Accidente en gasoducto de gas amargo de PEMEX (21 de septiembre de 1991) en Cunduacán, Tabasco al estallar un ducto de 16" de diámetro, fallecieron 6 obreros de PEMEX. Este percance sucedió cuando los trabajadores realizaban actividades de corte en la línea que transporta gas amargo, debido a que las líneas no fueron desfogadas antes de los trabajos de corte (Fuente: El Ovaciones).

Fuga en gasoducto de gas natural de PEMEX (15 de junio de 1992) en Xalostoc, debido a la ruptura de una válvula de alivio. No se reporto daños ni víctimas.

Accidente en un gasoducto de 24" de gas amargo de PEMEX (6 de febrero de 1994) en Cunduacán, Tabasco que causó daños materiales a 300 metros cuadrados, por lo menos 15 personas con quemaduras de segundo grado y una persona murió en el percance (Fuente: La Jornada) .

Accidente de gasoducto de gas natural PEMEX en Guadalajara (4 de septiembre de 1995) debido a que personas golpearon el ducto por error, al confundirlo con una tubería de agua, no hubo daños materiales ni humanos (Fuente: El Norte).

Accidente en gasoducto de 48" de gas natural en Cd. Pemex-Cactus (17 de Febrero de 1996) que provocó daños materiales, muertos y heridos, se desconoce las causas del siniestro (Fuente: El Norte).

Accidente en gasoducto de gas natural de PEMEX en Boca-Cárdenas (23 enero de 1996) que provocó un muerto y cuatro heridos al momento que trabajadores cambiaban una válvula.

Fuga de gas natural en Atasta-Cd PEMEX (08 de septiembre de 1996), el accidente ocurrió cuando se interconectaban un bypass, un trabajador resultó herido. (Fuente: La Jornada).

Estadísticas de accidentes en México

El Instituto Nacional de Ecología (I.N.E.) a través del Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales (COATEA) supervisado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), clasificó las sustancias involucradas con mayor número de accidentes en distintos de procesos que se realizan en México, las cuales se presentan en la 0

Tabla 15. Sustancias de mayor índice de accidentes

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Petróleo crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diesel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas L.P.	3.19
Gas natural	2.30
Aceites	2.27
Ácido sulfúrico	2.26

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Solventes orgánicos	1.09
Otras sustancias	27.21

Accidentes relacionados con gas natural comprimido.

El gas natural comprimido (GNC) es el mismo Gas Natural que consumimos en nuestros hogares y que es transportado a alta presión en "tanques de almacenamiento" y que, en muchos países se utiliza como combustible vehicular, fundamentalmente en Sudamérica, Asia y Europa, para vehículos que han sido convertidos de su propulsión original a gasolina a otra dual que permite tanto su uso en GNC como en nafta indistintamente a voluntad del conductor.

El gas natural no es lo mismo que GLP, que es gas licuado de petróleo. El gas natural es metano en aproximadamente un 95 % en nuestro medio, según el yacimiento de origen y normalmente se lo almacena en forma de gas, mientras que el GLP es propano en su mayor parte 60% y butano en un 40%, que es almacenado y transportado como líquido, en su consumo se vaporiza para asi llegar a los equipos de consumos a las presiones que se requieren.

El GNC es un combustible limpio que puede mejorar sensiblemente las condiciones ambientales, disminuyendo la creciente contaminación urbana.

Debido a su uso muy difundido como combustible vehicular, los países que lo utilizan cuentan con “gasolineras” donde, en donde se expenden además de gasolinas y diesel y otros combustibles, se expende GNC y, por consiguiente, se han documentado accidentes en las mismas.

Se cuenta con datos de accidentes en Pakistán y Argentina, sin embargo, estos accidentes se han debido a explosiones en vehículos que lo utilizan como combustible.

Los accidentes documentados en Pakistán, fueron por incendio en los vehículos convertidos a GNC y fueron causados por pérdidas de gas tras la colisión de vehículos y en algunos casos aún sin que existiera ninguna colisión. La fuga de gas y posterior incendio es atribuible a los siguientes factores:

1. Pérdida de gas en tuberías de alta presión debido a:
   a) Roturas en tuberías de alta presión;
   b) Desplazamiento del conector de alta presión;
   c) Daño en la tubería de alta presión a causa de un impacto, desgaste mecánico y vibración constante; todas estas situaciones pueden ocurrir sin una colisión del vehículo.
   d) Instalación inadecuada de las tuberías de alta presión y sus conexiones. Puede resultar en daño o desconexión de la tubería de alta presión.

2. Desprendimiento del cilindro de GNC.

3. El encendido de la mezcla de aire y gas en el interior de la cabina de pasajeros puede deberse a cigarrillos, encendedor, caja de fósforos, instrumentos eléctricos, etc., llevados por los pasajeros.

4. Tras la colisión, la ignición indeseada puede deberse a:

a) Un corto circuito de la batería y el cableado eléctrico;
b) Contacto del combustible con superficies calientes como el motor, la tubería de escape, radiador, etc.
c) Chispa generada cuando la energía cinética del movimiento se convierte en energía térmica.

5. Estallido de cilindros no aprobados, cilindros soldados o cilindros que no fueron fabricados para ser usados con GNC.

6. Estallido de gas a través de una válvula no aprobada.

7. Pérdida de gas en la válvula del cilindro.

8. Pérdida de gas en la válvula de llenado.

9. Estallido/pérdida de gas en el regulador de presión de GNC debido a un mal funcionamiento de la válvula de la primera etapa (Nota: se producirá un estallido sólo si la válvula de seguridad de la primera etapa es reemplazadas por un tapón ciego).

Por su parte, los accidentes ocurridos en Argentina, se debieron a:

- Intento de cargar una contenedor de gas de 15 kilos con el tubo de GNC de una camioneta por lo cual el contenedor estalló.
- Un corte de una conexión del sistema de gas del vehículo fue la causa del incendio, al acumularse gas en su interior. La conexión de bronce se quebró en el momento del choque, debido a su ubicación, en un sector muy débil del automotor y que no tenía el dispositivo denominado "válvula con corte por exceso de flujo", por lo que al producirse el choque la conexión se cortó y toda la presión de los tubos de gas se dispersó por el interior del vehículo en segundos.

Sin embargo, como puede observarse, todos los accidentes documentados se debieron a operación e instrumentación deficiente en vehículos.

En el caso particular de México, si bien su uso es de reciente implementación, ya se registró un accidente en la empresa Neomexicana de Gas S.A.P.I. de C.V., mismo que constituye el

primer accidente documentado a nivel mundial en estaciones de carga del combustible de GNC o también denominada estación madre.

El incidente ocurrió por una fuga de gas natural al momento de cargar una unidad de transporte.

Explotaron 6 contenedores de gas con capacidad de 5 mil 140 litros cada uno. Las válvulas de gas que derivaron la explosión fueron cerradas y el fuego fue controlado.

El saldo de la explosión dentro de la empresa fue de 2 personas que sufrieron quemaduras y 6 unidades de transporte y una camioneta fueron alcanzadas por el fuego.

De manera oficial se dijo que se incendiaron seis plataformas de tipo caja seca, contenedores de gas natural comprimido, 168 cilindros, un tracto camión marca Kenworth, modelo 2001 y una camioneta tipo Pick-up con placas del estado de Nuevo León.

Los lesionados, operadores de los vehículos que estaban por salir de la empresa, resultaron sólo con quemaduras leves.

Por su parte, la dirección de Protección Civil del Estado de Puebla informó que tras el incidente, se procedió a la clausura de la empresa de dueña de la instalación de GNC, aún se desconocen las causas del siniestro.

I.5.2 Análisis de Riesgos

El análisis de riesgo tiene la finalidad de evaluar de manera general una situación potencial que permita prever acciones de contingencia para mitigar los efectos de un accidente. Asimismo, establece una medida relativa de la posibilidad de ocurrencia y la severidad de un accidente. Por otro lado, permite concentrar los esfuerzos de un plan de atención a emergencias en donde se encuentran los riesgos potenciales más elevados.

Para realizar el análisis de riesgo se consideraron aspectos como la identificación de las sustancias peligrosas y las actividades altamente riesgosas, los resultados del análisis de consecuencias, las condiciones del medio ambiente y las características de las instalaciones.

La evaluación de riesgos está directamente relacionada con la probabilidad de ocurrencia de un accidente y sus consecuencias y puede llevarse a cabo con base en la medida de riesgo de un peligro.

Identificación de Sustancias Peligrosas

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realiza con base en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Capítulo V, del Título IV, Artículo 147. Asimismo, tomando como fundamento los listados 1 y 2 de las Secretaría de Gobernación, quien determina las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas.

El proyecto está considerado como de alto riesgo debido a que la cantidad de gas natural que manejará excede la cantidad de reporte.

El gas natural no forma nubes toxicas en caso de una fuga. En cuanto a la posibilidad de un evento por explosión, el sistema no contará con sistema de almacenamiento, además de que su manejo se realizará con medidas de seguridad asociadas a su operación dentro de la planta.

I.5.3 Metodologías de identificación y jerarquización.

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear. El estudio de Riesgo tiene la finalidad de atenuar tales riesgos así como limitar sus consecuencias.

Los objetivos principales son:

- Identificar y medir los riesgos que se presentan en una instalación industrial para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales.
- Reducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse.
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes, aplicando determinados criterios de vulnerabilidad.
- Analizar las causas de dichos accidentes.
- Discernir sobre la calidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial.
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.

- Cumplir los requisitos de la normativa nacional e internacional.

Aspectos a tratar en los análisis de riesgos

Los aspectos de un análisis sistemático de los riesgos que implica un determinado establecimiento industrial, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los siguientes aspectos:

- Identificación de eventos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos eventos pueden presentarse.
- Análisis de las causas por las que estos eventos tienen lugar.

El primer aspecto trata de contestar a la pregunta siguiente: ¿Qué puede ocurrir? Es propiamente la identificación de los riesgos mediante técnicas adecuadas.

La siguiente cuestión a resolver es: ¿Cuál es la frecuencia de que ocurra? Se trata de aplicar métodos que puedan determinar la frecuencia de ocurrencia mediante métodos semicualitativos o bien mediante análisis cuantitativos de riesgo (ACR*)* que implican aspectos cualitativos.

Por último, trata de contestar a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las consecuencias? Se trata de aplicar programas de simulación matemática de análisis de consecuencias.

En la práctica, cuando se analiza desde el punto de vista de la seguridad una determinada instalación se combinan un conjunto de métodos, desde los análisis históricos, combinados con listas de comprobación para después realizar un análisis sistemático mediante HAZOP. En determinados casos también se realizan métodos de estimación de frecuencias.

Métodos de identificación de riesgos

Básicamente existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgos, si atendemos a los aspectos de cuantificación como:

- Métodos cualitativos: se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.
- Métodos semicualitativos: los hay que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se establecen métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños como por ejemplo índices de riesgo.

Métodos comparativos

Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos al que se analiza. Principalmente son cuatro métodos los existentes:

- Manuales técnicos o códigos y normas de diseño
- Listas de comprobación o "Safety check lists"

- Análisis histórico de accidentes
- Análisis preliminar de riesgos

Métodos generalizados

Los métodos generalizados de análisis de riesgos, se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos.

Existen varios métodos generalizados, los más importantes son los siguientes:

- Análisis "What If ...?
- Análisis funcional de operabilidad, HAZOP
- Análisis de árbol de fallos, FTA
- Análisis de árbol de sucesos, ETA
- Análisis de modo y efecto de los fallos, FMEA.

I.5.4 Hazop.

HAZOP (Hazard Operability Analysis)

Como parte de la administración de riesgos de la empresa, se recurrió a la implementación de la metodología de Análisis de Riesgos HAZOP, que es una herramienta diseñada para facilitar la identificación sistemática, evaluación y mejora de peligros y riesgos en casi cualquier producto, sistema, proceso o negocio.

Antecedentes Históricos

La metodología Hazop fue desarrollada en Inglaterra por la empresa Imperial Chemical Industries “ICI” para el estudio e identificación de riesgos en el diseño, revisión y operación de procesos industriales, y hoy es ampliamente utilizada en todo tipo de aplicaciones en las empresas de todo el mundo.

En la puesta en operación, paro y el mantenimiento de procesos, se trata de anticipar y prever condiciones anormales con base en las habilidades del personal de diseño y operación. En la práctica no son detectados todos los posibles riesgos, por esta razón se hace necesario efectuar estudios tanto en la etapa de diseño, como en la etapa de operación.

A principios de 1960 la empresa se propuso fabricar productos altamente tóxicos, con lo cual se planteo un problema difícil a la compañía ICI.

Como consecuencia, se desarrolló un sistema basado en el proceso y en el método denominado del examen crítico. Se hizo una descripción de cada parte del proceso y para cada una de ellas se definieron palabras guía con el fin de detectar desviaciones hipotéticas a lo deseado. Para cada una de estas desviaciones se examinaron las causas y las consecuencias, y se definieron acciones de mejoramiento.

Más adelante, en 1967 se reemplazó la descripción escrita del proceso por diagramas de flujo, que permitían dividir el diseño de la planta en pequeñas partes para su estudio sistemático, con el cual se obtuvieron los mismos resultados del método original pero en una décima parte del tiempo. Esto ayudo a mejorar la productividad en el diseño.

A partir de 1970 se hicieron otras mejoras al método. Se vio la necesidad de integrar grupos interdisciplinarios con un lider y un secretario para aumentar la creatividad y agilizar el trabajo del grupo. Después de esto, se llego a la conclusión de que la técnica podría se aplicada a gran variedad de situaciones, tanto en la etapa de diseño, como en la etapa de operación.

En 1976 se hizo la primera publicación interna con la descripción de la metodología para los estudios de riesgos y operabilidad. La división farmacéutica de ICI, hizo algunas modificaciones pequeñas y desarrollo varios cursos de entrenamiento para líderes.

Después de 1975 empezó la difusión internacional del método con cursos de entrenamiento y aplicaciones en Canadá, Holanda, Austria, Suiza, Alemania Occidental, Inglaterra, Estados Unidos y otros países entre los cuales se incluye a Colombia y Venezuela.

Los principios del análisis

Esencialmente, el proceso de análisis hace una descripción completa de los procesos, haciendo preguntas para cada parte de ellos, con el fin de descubrir desviaciones a la intención u objetivos de los subprocesos.

Cada parte o subproceso debe ser sometida a una serie de preguntas alrededor de las palabras guía, las cuales se constituyen en la base del análisis. Cuando cada una de ellas es aplicada a todos los sub procesos o partes del diseño, se generan desviaciones con relación a la intención de los mismos. Este es el momento en el cual debe hacerse la tormenta de ideas para encontrar las causas de las desviaciones y las consecuencias que ellas implican en caso de presentarse. Una vez que han sido detectadas las causas y consecuencias vitales de todas las desviaciones, se procede a definir las acciones correctivas pertinentes.

Metodología

El objetivo del presente curso-taller-análisis es mostrar la metodología del HAZOP (Hazard and Operability Analysis) y facilitar las herramientas necesarias para su aplicación.

La finalidad de un estudio Hazop es llevar a cabo:

- La identificación rigurosa y sistemática de peligros/riesgos
- El Análisis de problemas de operación
- La Definición de acciones correctoras

Selección del equipo

Líder del Hazop es quién conduce la aplicación de la metodología y modera las discusiones.

El Secretario es quién documenta por escrito el proceso y los resultados de la aplicación.

Seleccionar un director o secretario ajeno a la empresa puede ser de utilidad para introducir puntos de vista diferentes.

Documentación necesaria para la elaboración del estudio.

- Planos de equipos y tuberías (DTI´s) consolidados
- Planos de la unidad
- Lista de dispositivos de seguridad
- Descripción detallada del proceso en cuestión
- Lista de secuencias lógicas o instrucciones de planta

- Fichas de seguridad
- Descripción de los sistemas de seguridad y emergencia

Selección de NODOS

Para facilitar el estudio se debe realizar un desglose de las instalaciones por equipos, sistemas y proceso. Cada parte resultante será un NODO.

Sobre estos NODOS se aplicarán desviaciones de los diferentes parámetros con el objetivo de estudiar sus posibles causas y consecuencias.

Es importante que los NODOS consideren las partes significativas de la instalación manteniendo una cierta continuidad.

En el caso de la aplicación del HAZOP a un proceso, es posible tomar cada etapa del mismo como un nodo independiente.

Desviaciones y Parámetros

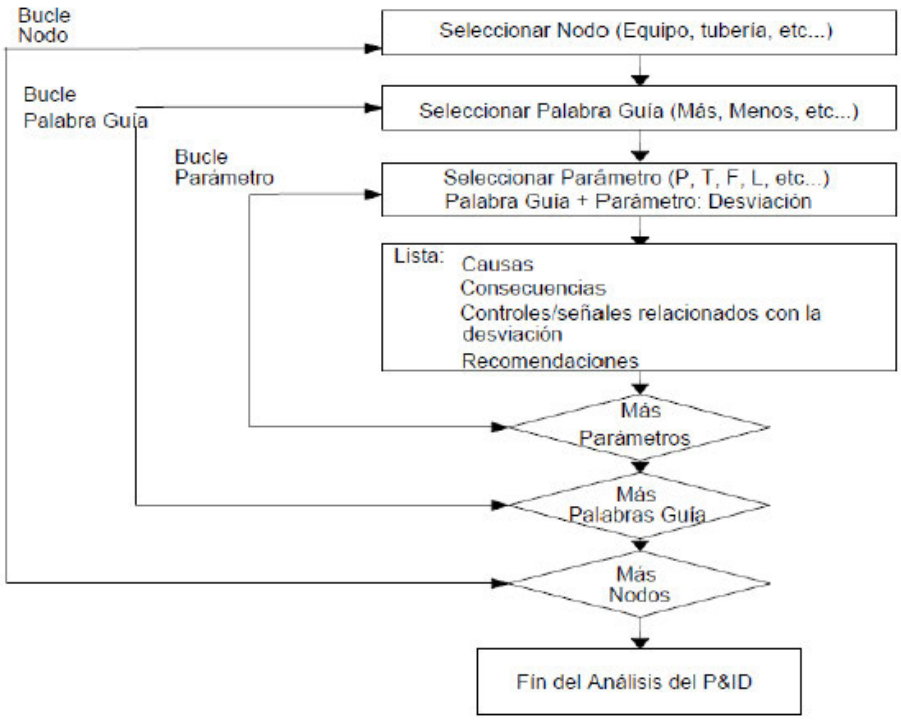
Para plantear las desviaciones en los nodos se utilizan una serie de PALABRAS-GUÍA que se aplican sobre los parámetros del sistema.

Palabras guía: más, menos, no, inverso, otro, fallo de, etc.

Parámetros: flujo, nivel, temperatura, presión, fase, humedad, contaminación, etc.

Ejemplo de desviación: más temperatura, menos temperatura, más presión, menos presión, flujo inverso, más humedad, fallo del enfriamiento, fallo del calentamiento, etc.

Figura 34. Desarrollo del Estudio de Análisis de Riesgo HAZOP



Tablas HAZOP

La información obtenida del análisis y discusión durante la aplicación de la metodología se suele recoger en forma de tabla, en la que se incluye la información siguiente para cada nodo:

Peligro

Nodo

Parámetro

Palabra-guía

Detonador (Causa)

Consecuencias

Salvaguardas

Propuestas de mejora (Acción)

Responsable

Fecha de cumplimiento

Estatus de la acción

Propuestas de Mejora

El resultado de un análisis HAZOP es un conjunto de situaciones peligrosas y problemas operativos y una serie de medidas orientadas a la reducción del riesgo existente o a la mitigación de las consecuencias de los problemas operativos.

Estas medidas pueden consistir, por ejemplo, en:

- Cambios físicos en las instalaciones
- Modificaciones de protocolos o procedimientos de operación
- Recomendaciones de estudios posteriores para una evaluación más detallada

Las acciones de mejora deben estar enfocadas siempre que sea posible a la eliminación de las causas del peligro, y no a la reducción de sus consecuencias.

Perfil Actual de Riesgos

Se muestran gráficamente los escenarios de riesgos identificados durante el análisis, la calificación de severidad y probabilidad que el equipo asignó a cada uno y el límite de tolerancia al riesgo que el grupo recomendó dentro del alcance analizado. Las escalas utilizadas tanto para severidad como para probabilidad son relativas (no absolutas) y por consiguiente son válidas únicamente para el análisis del que resultaron. La gráfica muestra lo siguiente:

- En el eje vertical 6 niveles de probabilidad que van de la letra A a la letra F.

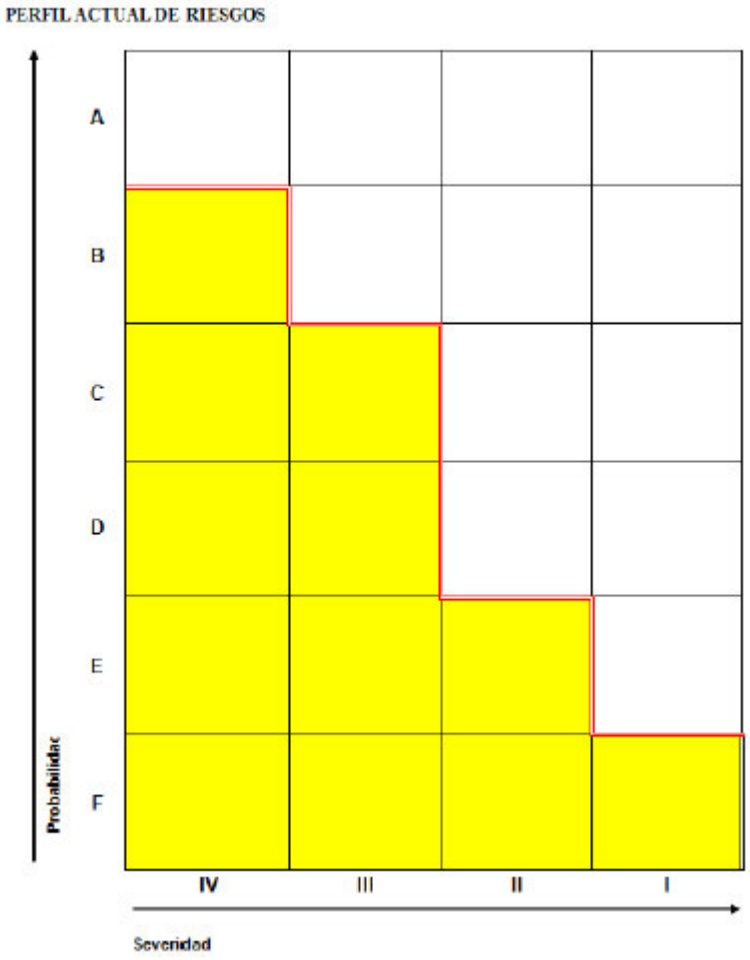
- Similarmente en el eje horizontal están las cuatro categorías de severidad etiquetadas con los números romanos I al IV, los cuales corresponden a diferentes grados de severidad en que las consecuencias de un escenario afectan adversamente a la empresa.

- La zona amarilla de la gráfica abarca riesgos que, por su combinación de severidad y probabilidad, son tolerables y que por tanto en principio no requieren de medidas de mejora.

- Por su parte, la zona no coloreada de la gráfica abarca riesgos que no son tolerables. Para todo escenario graficado en esta zona se determinan las medidas de mejora de riesgo que

modifiquen suficientemente su severidad y/o probabilidad para que se traslade a la zona amarilla o “de tolerancia”.

- La doble línea localizada entre la zona amarilla y la no coloreada es por ende el “limite de tolerancia al riesgo”. La franja que queda justo por debajo del límite de tolerancia al riesgo se conoce como “zona de observación”. Cuando un escenario se ubica en esta subzona está “en observación”, ya que en principio no se determinan medidas de mejora para ese riesgo en particular pero se reconoce que está muy cerca de no ser tolerable.



Catálogo de Medidas de Mejora – Describe los componentes de los escenarios de riesgo, a saber:

- Nodo – Es la ubicación en el diagrama de tubería e instrumentación donde los parámetros del proceso pueden cambiar.
- Vulnerabilidad – Describe las circunstancias, procedimientos y prácticas bajo las que actualmente se llevan a cabo las actividades normales de operación y que, en conjunto, constituyen debilidades de la operación, haciéndola vulnerable.

- Detonador – Formas en que tales vulnerabilidades se pueden desencadenar. No debe perderse de vista que el detonador es una descripción hipotética de la secuencia de eventos que se podrían desprender de la vulnerabilidad, mas no necesariamente una condición real de la operación.
- Efecto – Formas en que tales vulnerabilidades afectarían adversamente a la empresa en cuestión, mismas que van más allá de una pérdida económica directa.
- Acción – Acciones, controles, cambios, verificaciones, etc., propuestas para reducir la probabilidad y/o severidad de cada escenario. En algunos casos las medidas indicadas son pasos intermedios para determinar soluciones concretas.
- Palabras guía/Desviación – Palabras aplicadas a los parámetros que nos dan posibles desviaciones que pueden representar un riesgo.
- Controles existentes (salvaguardas) – Protecciones existentes del proceso que controlan el riesgo.
- Evaluación del Escenario – Calificación de severidad y de probabilidad asignada a cada escenario antes (evaluación actual) y después (evaluación objetivo) de implementadas las medidas de mejora de riesgo.
- Responsable de la Medida de Mejora de Riesgo – Nombre de la persona responsable de implementar cada medida de mejora.
- Fecha Límite – La fecha en que se compromete a concluirla.
- Estatus – Para indicar cuales medidas de mejora de riesgo son nuevas, cuales están en vías de implementación o retrasadas o concluidas así como cuáles han sido rechazadas. Este estatus debe revisarse continuamente en las sesiones de seguimiento.

Perfil Objetivo de Riesgos – Similar al Perfil Actual de Riesgos excepto que la probabilidad y severidad de cada escenario es la que el equipo de análisis estima se logrará una vez implementadas las medidas de mejora establecidas en el catálogo.

DOCUMENTOS DE TRABAJO

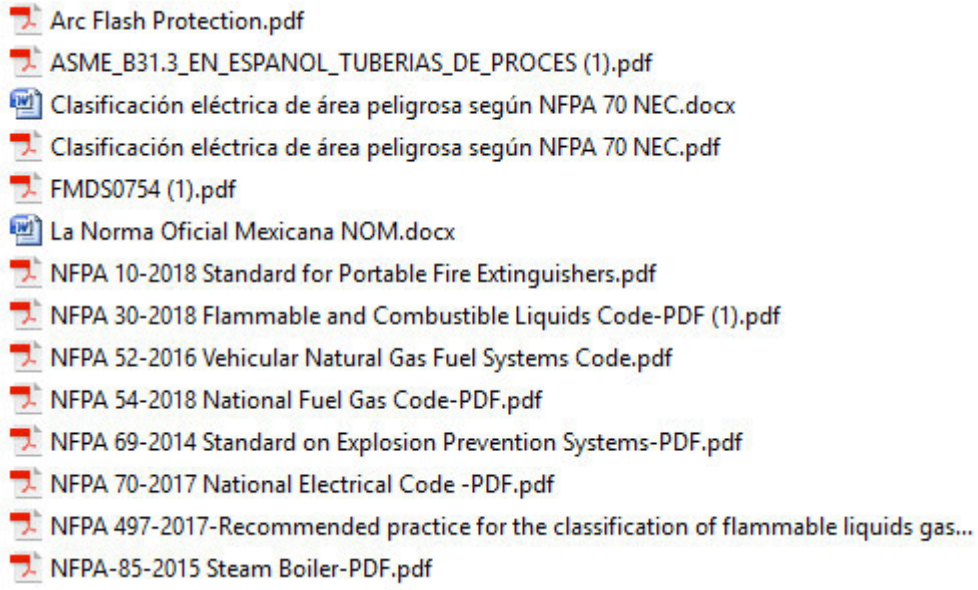
Customer Manual 2000 m3/hr. Installation, Operation & Maintenance Manual (CleanPRS Pressure Reduction System)

Hoja de datos de seguridad del gas natural.

Clasificación eléctrica de áreas peligrosas

Vista aérea de las instalaciones (Google Earth)

Para Consulta:



El Análisis de Riesgos incluyó las siguientes áreas:

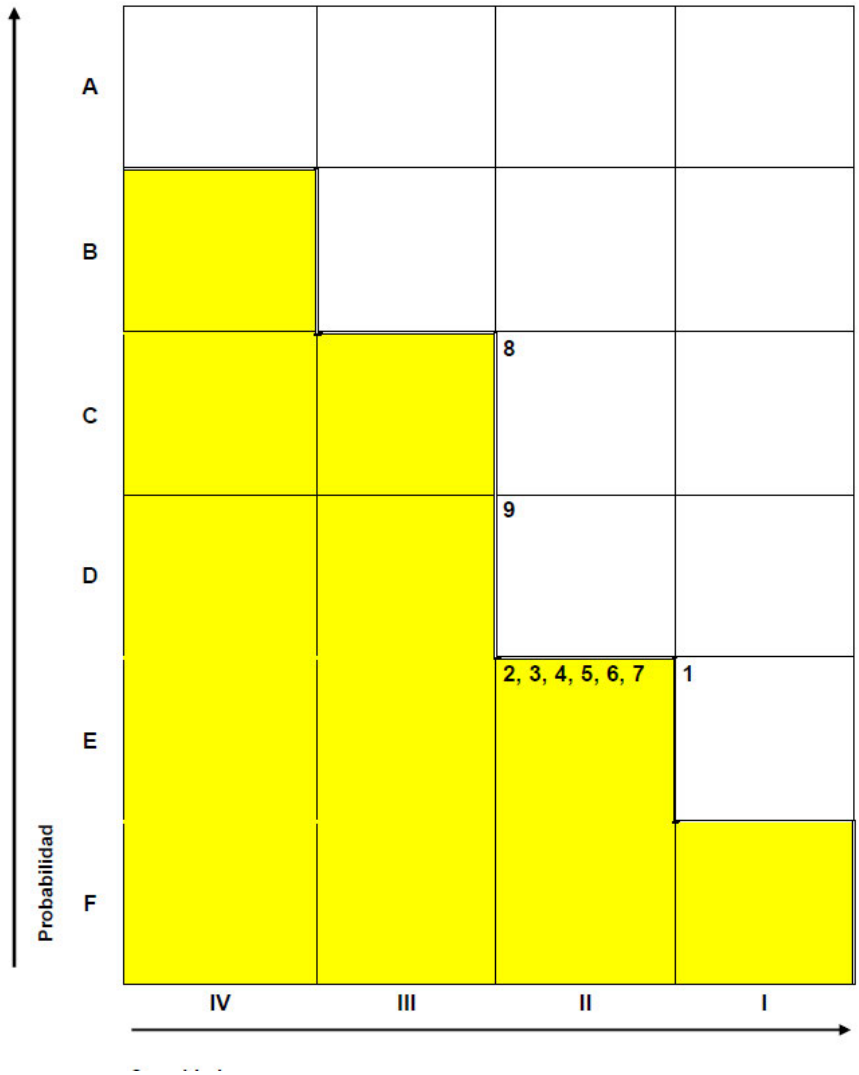
- Descompresión
- Sistemas de calentamiento

Los resultados se muestran a continuación:

Resultados de la aplicaciondel HAZOP

Nodo 1: ENTRADA DE GAS A ALTA PRESIÓN/DESCARGA DE GAS A BAJA PRESIÓN

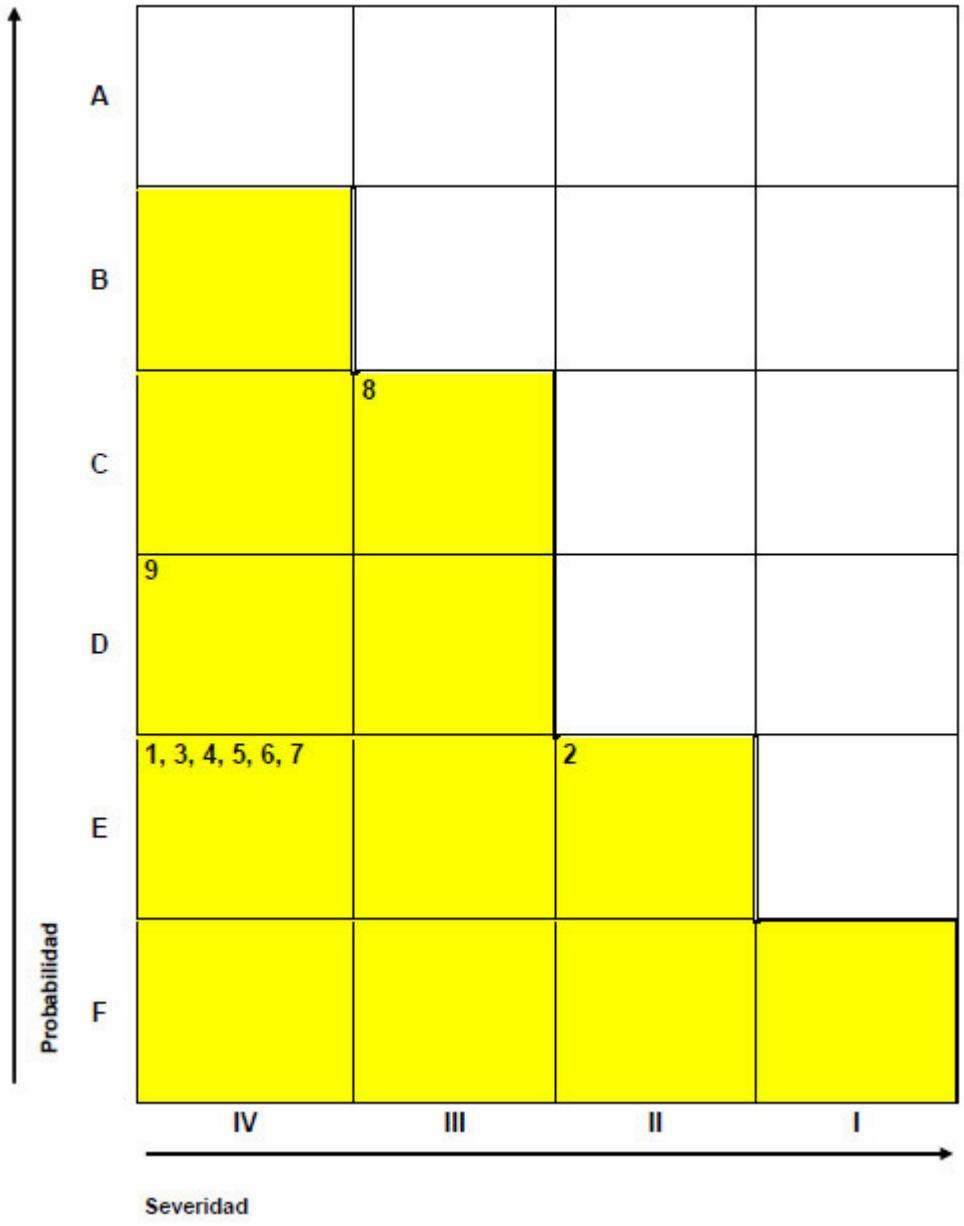
PERFIL ACTUAL DE RIESGOS



Nodo 1: Descompresión de gas natural					
Analysis: Entrada de gas a alta presión/Descarga de gas a baja presión					
No.	Hazard	Triggers	Effect	Sever. Cat.	Probab. Level
1	Gas natural a alta presión/Manómetros de presión, Transmisores de presión, Reguladores de presión.	Falla en la Regulación de Presión del gas natural en la etapa final.	Suministro de gas a alta presión al área de calderas de Oxiteno. Riesgo de Explosión del gas natural.	I	E
2	Gas natural a baja presión/Manómetros de presión, Transmisores de presión, Reguladores de presión.	Gas a baja presión en la descarga de gas del Sistema Reductor de Presión.	Paro de Operación de Calderas de Oxiteno por baja presión. Problemas operativos en planta productiva.	II	E
3	Gas Natural a Baja Temperatura /Termocoples, Transmisores de Temperatura, Sistema de Calentamiento del gas natural.	Intercambiadores de calor con solución de agua glicolada a baja temperatura.	Falla en la operación de Regulación de presión del gas natural.	II	E
4	Gas Natural con presencia de sólidos/Filtro para partículas mayores a 1 MIC, Gas natural con filtrado	Taponamiento del Filtro.	Disminución del flujo de gas natural.	II	E
5	Gas natural con elevado contenido de partículas sólidas/Filtro de partículas mayores a 1 MIC, Gas con Filtrado previo.	Partículas que pueden dañar la integridad del Filtro.	Paro del Modulo de Regulación de Presión por fallo en los Reguladores.	II	E
6	Descarga de Gas Natural/Equipo conectado a red de puesta a tierra, Pararrayos que protege el Modulo de Reducción de	Desfogue de gas ante la presencia de un árco eléctrico.	Riesgo de deflagración por presencia de gas natural y fuente de ignición por arco eléctrico.	II	E

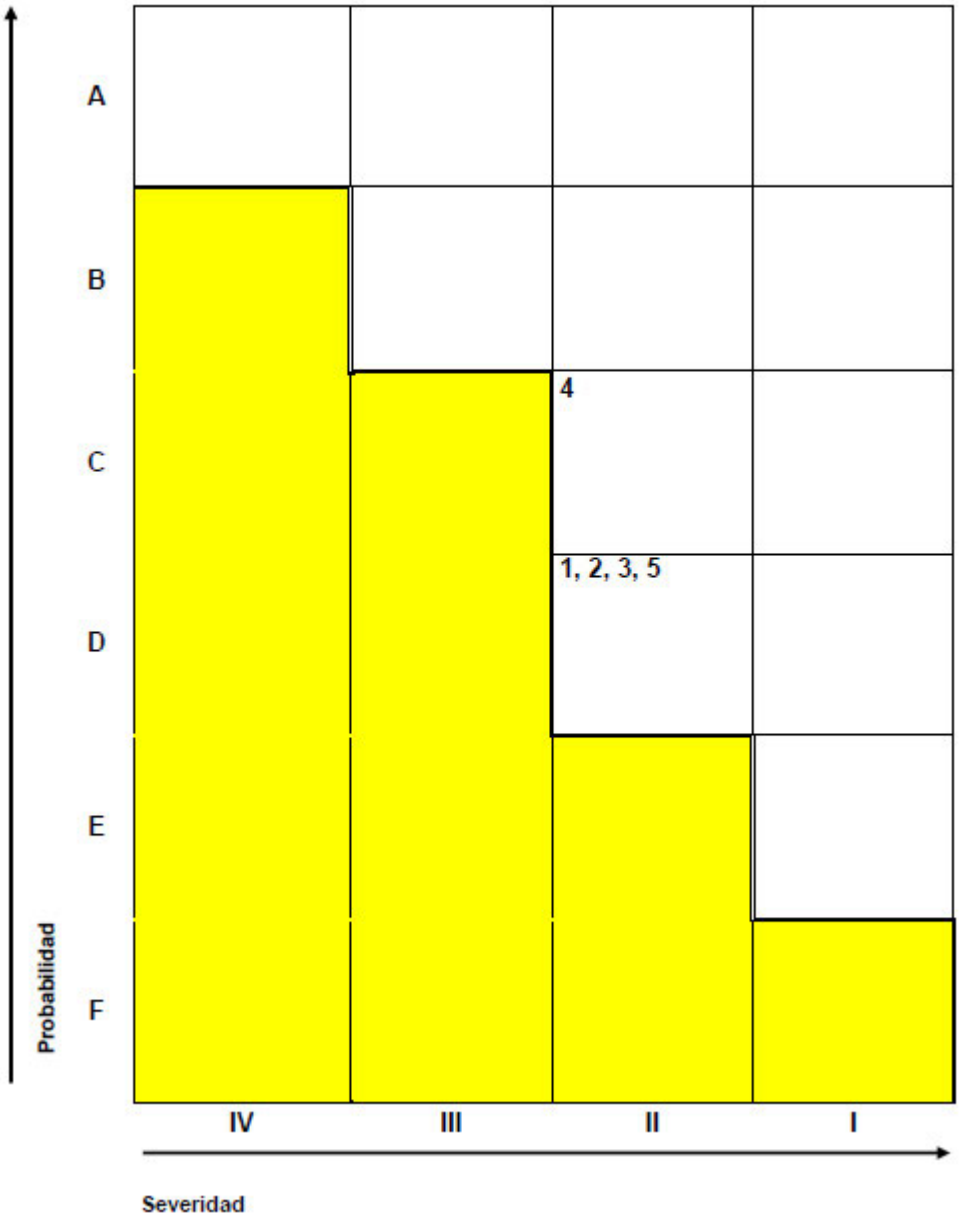
Nodo 1: Descompresión de gas natural					
Analysis: Entrada de gas a alta presión/Descarga de gas a baja presión					
7	Despresurización de Gas Natural/Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) para la seguridad del PLC, el circuito ESD y la electrónica del dispensador.	Falla en el suministro eléctrico al Sistema de Reducción de Presión.	Relevo de gas natural por activación de las válvulas de relevo a su presión de funcionamiento máxima permitida.	**II**	**E**
8	Despresurización de gas natural/Ninguno	Temblor mayor a 6.0 en el estado de Oaxaca que impacta en la ciudad de Coatzacoalcos.	Daños en el Sistema de Reducción de Presión de gas natural provocando fuga de gas y riesgo de deflagración.	**II**	**C**
9	Descarga de Gas natural a baja presión/Ninguno	Accidente del Tractor que transporta los cilindros de gas natural comprimido contra un poste de conexión de mangueras.	Suspensión de la operación del PRM y paro en la operación de las calderas por interrupción del suministro de gas natural. Problemas operativos en planta Oxiteno.	**II**	**D**

PERFIL OBJETIVO DE RIESGOS



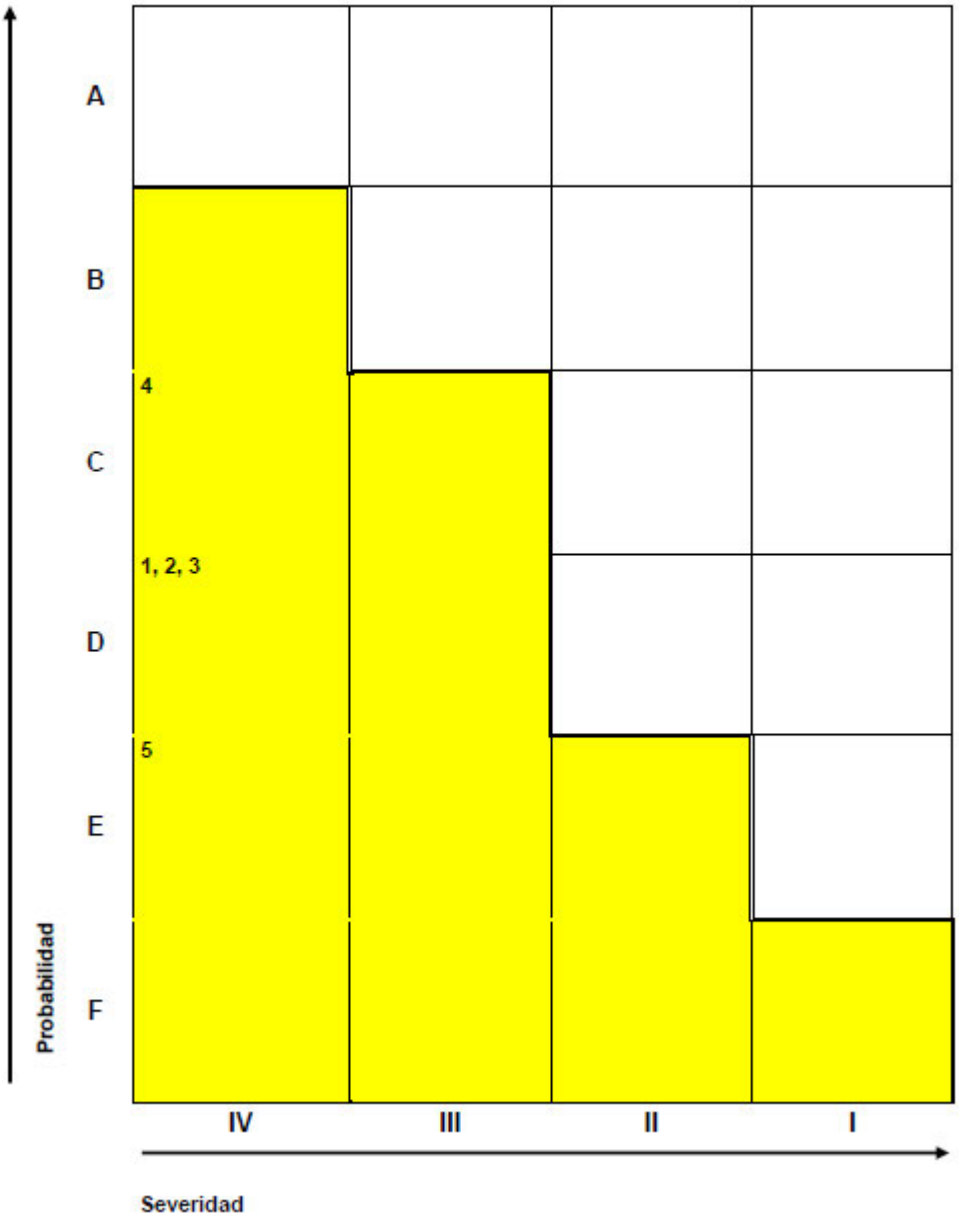
Nodo 2: CALENTAMIENTO DE LA SOLUCIÓN AGUA/GLICOL

PERFIL ACTUAL DE RIESGOS



Nodo 1: Decompression de gas natural					
Analysis: Calentamiento de la solución agua/glicol					
No.	Hazard	Triggers	Effect	Sever. Cat.	Probab. Level
1	Tubería de gas natural para alimentación al Boiler/Regulador de presión, Medidor de presión.	Gas a alta presión alimentando al boiler.	Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler.	II	D
2	Tubería de gas natural para alimentación al Boiler/Regulador de presión, Medidor de	Gas a presión baja alimentando el boiler.	Mal funcionamiento del boiler ó paro por presión baja en el gas de combustión.	II	D
3	Flujo de Solución de agua glicolada de entrada al HCM/Interruptor de flujo, bomba de agua/glicol, Manómetro.	Mayor flujo de agua glicolada de entrada al Módulo de calentamiento.	Disminución de calentamiento del agua glicolada por flujo elevado en el Boiler, que disminuye la transferencia de calor al gas natural en proceso de despresurización.	II	D
4	Flujo de solución de agua glicolada por entrar al boiler/Separador de aire.	Aire en la Solución de agua glicolada.	Riesgo de corrosión por presencia de aire en el agua glicolada.	II	C
5	Solución de agua glicolada entrando al Boiler/Termómetros a la entrada y salida del boiler.	Temperatura baja en la solución de agua glicolada que sale del boiler.	Disminución de la eficiencia térmica en los intercambiadores de calor del PRM.	II	D

PERFIL OBJETIVO DE RIESGOS



Jerarquización de Riesgos

Durante la aplicación de la metodología de identificación de riesgos se elaboró de forma simultánea el proceso de jerarquización de los eventos identificados, con objeto de seleccionar los postulados finales sobre los que se fundamentará el análisis de consecuencias y de frecuencias, así como para definir aquellos que estando en una situación de riesgo intermedia, deben ser cuestionados sobre la justificación o no de la implantación de las recomendaciones aplicables. Para poder lograrlo se tiene establecido dentro del método HAZOP un cálculo denominado Número de la Probabilidad del Riesgo, que es en realidad la conjunción entre la probabilidad y las posibles consecuencias, el cual se obtiene mediante la multiplicación de dos factores llamados " F " para la Probabilidad o Frecuencia y " C " para los posibles Efectos o Consecuencias.

$$RPN = F \cdot C$$

Donde:

RPN = Número de Probabilidad de Riesgo (Rango de Riesgo)

F = Probabilidad o frecuencia de la presentación del accidente.

C = Posibles efectos o consecuencias.

El catálogo de Medidas de Mejora muestra los escenarios en orden de importancia relativa tomando como base la combinación de severidad y probabilidad que califica a cada uno. Por consistencia, los escenarios conservan los números consecutivos que les fueron asignados durante la sesión de análisis.

Probabilidad de Ocurrencia

Nivel de Probabilidad	Definición
Frecuente (A)	• Ha ocurrido muchas veces. • Ocurre una vez por semana. • Ocurre regularmente. • Eminentemente ocurrirá.
Moderado (B)	• Ha ocurrido algunas veces. • Ocurre de 4 a 5 veces por año. • Ocurrirá tarde o temprano.
Ocasional (C)	• Ocurre una vez por año. • Puede pasar tarde o temprano. • Por encima de la media de expectativa. • Ha ocurrido en un proceso/planta idéntico.
Remoto (D)	• Una vez cada 5 años. • Se espera que ocurra algún día. • Equivale a (C) pero depende de una segunda causa para que ocurra. • Por debajo de la media de expectativa. • Ha ocurrido en procesos/plantas similares.
Improbable (E)	• Puede ocurrir una vez en treinta años o más. • Depende de varias causas para ocurrir. • No se espera pero podría ocurrir.
Prácticamente Imposible (F)	• Es un evento que puede ocurrir 2 veces en 100 años. • Prácticamente imposible de ocurrir. • No se espera, apenas teóricamente es posible.

Categoría de Severidad

Aspecto de Riesgo Analizado	Insignificante (IV)	Marginal (III)	Crítico (II)	Catastrófico (I)
Pérdida de Bienes (USD)	Hasta $10,000	De $10,001 a $50,000	De $50,001 a 1.0 millón	Por encima de 1.0 millón
Pérdida de imagen y reputación	Ninguna pérdida (es resuelto mediante negociación local)	Pérdida de imagen dentro de la localidad o comunidad vecina (no afecta al grupo).	Pérdida de imagen nacional con impacto negativo en el grupo.	Gran pérdida de imagen internacional con pérdida de prestigio para todo el grupo.
Daños a personas	Lesiones leves. No incapacitantes.	Lesiones a varias personas con incapacidad temporal.	Heridas graves con incapacidad parcial permanente (1 persona).	Incapacidad parcial, permanente y/o muerte. (una o varias personas)
Rotura de Maquinaria	Daños reparables dentro del plano normal de mantenimiento. No provoca interrupción de negocio	Daños que requieren intervención especial de mantenimiento. 24 hrs de interrupción de negocio.	Reparaciones que demandan servicio especial contratando un externo. Paro de planta hasta por 2 semanas	Sustitución total de los equipos con interrupción de operaciones. Interrupción de negocio por más de 30 días.
Interrupción de Negocios	Parada de un sector por algunas horas. No afecta las ventas.	Parada de un sector por un día.	Parada de producción hasta de dos semanas.	Interrupción parcial o total de las operaciones por encima de un mes.

Resultados de la Jerarquización

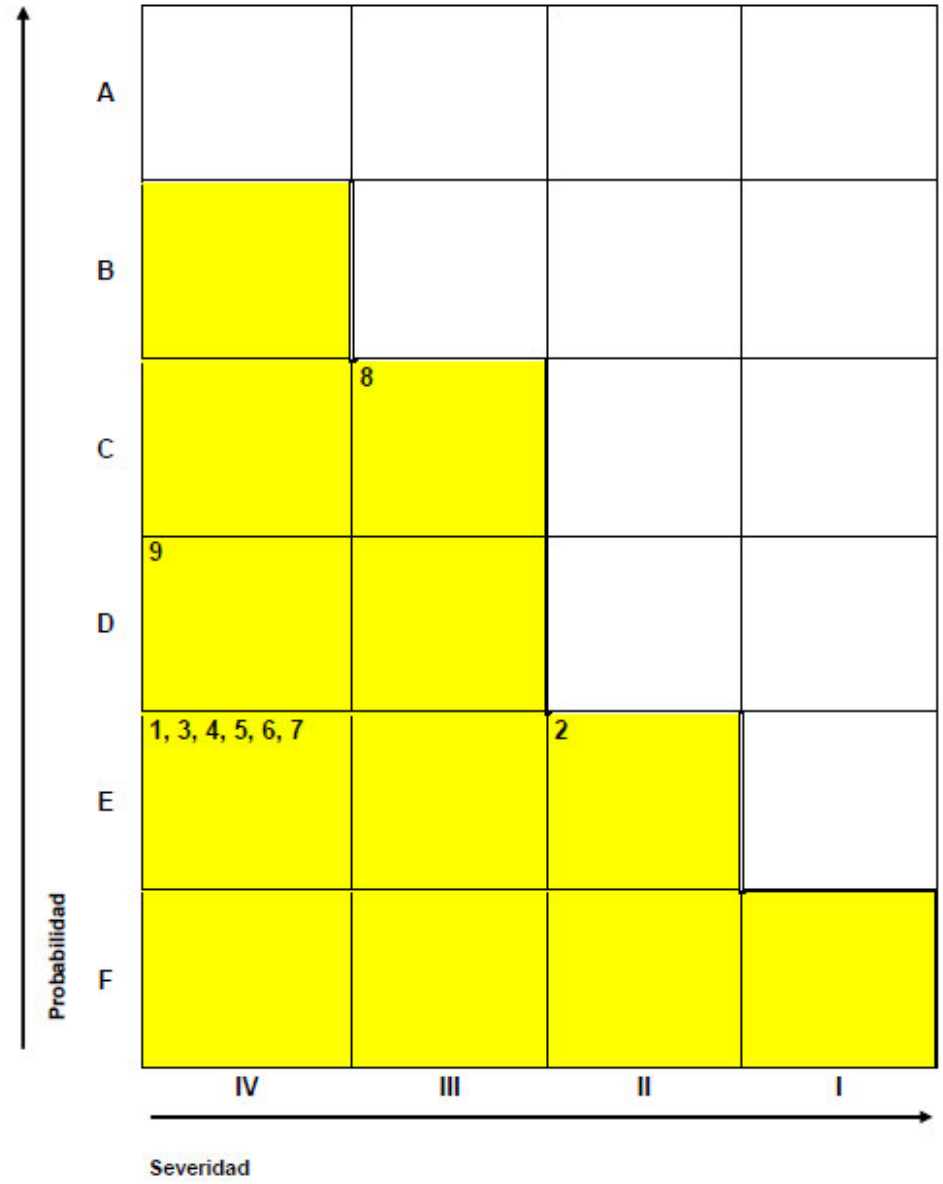
A continuación, se presenta la Jerarquización de los nodos del Hazop:

Resultados de la jerarquización de riesgo

Descompresión de gas natural			
Analysis: Nodo1: Entrada de gas a alta presión/Descarga de gas a baja presión			
No.	Hazard	Sever. Cat.	Probab. Level
1	Gas natural a alta presión/Manómetros de presión, Transmisores de presión, Reguladores de presión.	I	E
2	Gas natural a baja presión/Manómetros de presión, Transmisores de presión, Reguladores de presión.	II	E
3	Gas Natural a Baja Temperatura /Termocoples, Transmisores de Temperatura, Sistema de Calentamiento del gas natural.	II	E
4	Gas Natural con presencia de sólidos/Filtro para partículas mayores a 1 MIC, Gas natural con filtrado previo.	II	E
5	Gas natural con elevado contenido de partículas sólidas/Filtro de partículas mayores a 1 MIC, Gas con Filtrado previo.	II	E
6	Descarga de Gas Natural/Equipo conectado a red de puesta a tierra, Pararrayos que protege el Modulo de Reducción de Presión.	II	E

Descompresión de gas natural			
Analysis: Nodo1: Entrada de gas a alta presión/Descarga de gas a baja presión			
7	Despresurización de Gas Natural/Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) para la seguridad del PLC, el circuito ESD y la electrónica del dispensador.	**II**	**E**
8	Despresurización de gas natural/Ninguno	**II**	**C**
9	Descarga de Gas natural a baja presión/Ninguno	**II**	**D**

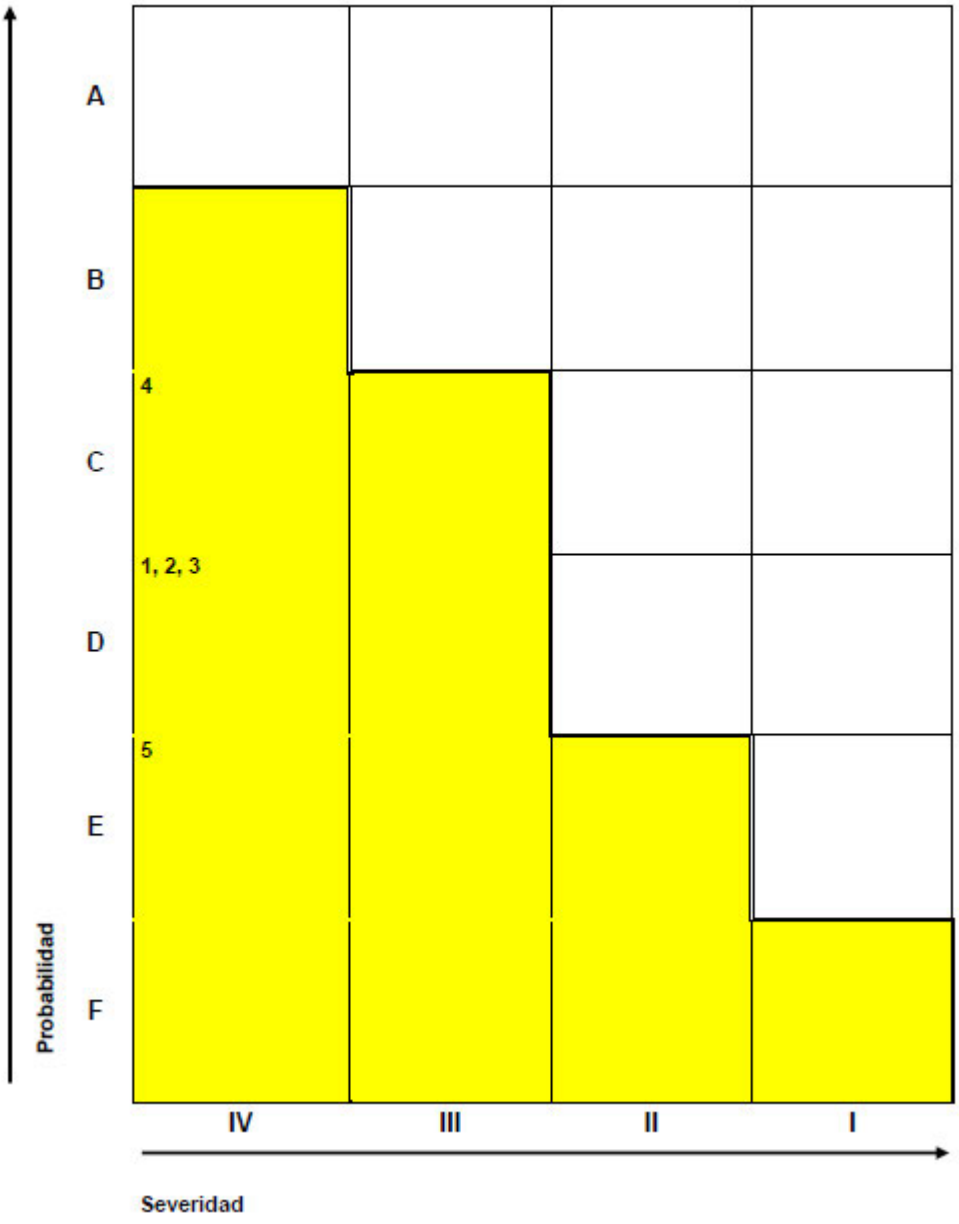
PERFIL OBJETIVO DE RIESGOS



CALENTAMIENTO DE LA SOLUCIÓN AGUA/GLICOL

Descompresión de gas natural			
Analysis: Nodo 2: Calentamiento de la solución agua/glicol			
No.	Hazard	Sever. Cat.	Probab. Level
1	Tubería de gas natural para alimentación al Boiler/Regulador de presión, Medidor de presión.	II	D
2	Tubería de gas natural para alimentación al Boiler/Regulador de presión, Medidor de presión.	II	D
3	Flujo de Solución de agua glicolada de entrada al HCM/Interruptor de flujo, bomba de agua/glicol, Manómetro.	II	D
4	Flujo de solución de agua glicolada por entrar al boiler/Separador de aire.	II	C
5	Solución de agua glicolada entrando al Boiler/Termómetros a la entrada y salida del boiler.	II	D

PERFIL OBJETIVO DE RIESGOS



En el Anexo 7 se presentan los resultados de la apliacion del HAZOP

Conclusiones:

- En la Jerarquización de Riesgos se evaluaron 14 desviaciones
- No se presentaron desviaciones inaceptables.
- Para el Nodo 1 los riesgos 2,3,4,5,6,7, se encuentran en la zona amarillo lo que significa que por su combinación de severidad y probabilidad, son tolerables y que por tanto en principio no requieren de medidas de mejora, los riesgos 1,9 y 8, se encuentran dentro de la doble línea localizada entre la zona amarilla y la no coloreada es por ende el "límite de tolerancia al riesgo". La franja que queda justo por debajo del límite de tolerancia al riesgo se conoce como "zona de observación". Cuando un escenario se ubica en esta subzona está "en observación", ya que en principio no se determinan medidas de mejora para ese riesgo en particular pero se reconoce que está muy cerca de no ser tolerable.
- Al efectuar un análisis del perfil de riesgos todos los eventos analizados se encuentran dentro de la zona amarilla

- Para el Nodo 2 los riesgos 1,2,3,4,y 5 se encuentran en la zona dentro de la doble línea localizada entre la zona amarilla y la no coloreada es por ende el "limite de tolerancia al riesgo". La franja que queda justo por debajo del límite de tolerancia al riesgo se conoce como "zona de observación". Cuando un escenario se ubica en esta subzona está "en observación", ya que en principio no se determinan medidas de mejora para ese riesgo en particular pero se reconoce que está muy cerca de no ser tolerable.
- Al efectuar un análisis del perfil de riesgos todos los eventos analizados se encuentran dentro de la zona amarilla

De los fallos analizados se evaluaran las consecuencias de los siguientes eventos

Evento 1:

Fuga de Gas natural en la conexión del cilindro hacia la estación de descompresión presentándose una fuente de ignición inmediata

Evento 2:

Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler..

Evento 3.

Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.

Debido al ddebilitamiento de paredes de la línea, estresamiento de juntas y empaques de la válvula de seccionamiento, fuga de gas en bridas y/o empaques posible incendio y explosión incremento en la erosión física de las líneas

Disminución de la vida útil de las líneas de manera acelerada

II DESCRIPCION DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

La determinación de los radios potenciales de afectación se realizó con la siguiente secuencia:

- Selección de escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia.
- Selección de escenarios de mayores consecuencias.
- Simulación de eventos con el simulador ALOHA 5.4.1, de los escenarios identificados en el Hazop (ANEXO 8).

Descripción del software de simulación utilizado.

El programa ALOHA (*Areal Locations of Hazardous Atmospheres)*, Localización de Áreas de Atmósferas Peligrosas fue desarrollado por la EPA (*Environmental Protection Agency*) y la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). ALOHA utiliza el modelo gaussiano para predecir la dispersión de gases neutros considerando una distribución de la concentración.

El Software ALOHA es un programa informático diseñado especialmente para el uso de personas que responden a situaciones de emergencia tales como emisiones de sustancias químicas, explosiones y incendio, así como para la planificación de atención de emergencias y la formación del personal antes mencionado.

El programa ALOHA cuenta con modelos para simular los principales peligros como toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica (calor) y sobrepresión (explosión) relacionados con emisiones de sustancias químicas que resultan en la liberación de gases tóxicos, incendios y/o explosiones. Los modelos implementados en ALOHA permiten considerar dispersiones originadas en fuentes continuas o instantáneas.

Como resultado de la resolución de los modelos implementados se obtiene la distancia máxima a la cual se alcanza la concentración de interés determinada. A partir de esta información el programa establece el contorno de la nube formada para la concentración elegida (valor umbral) y predice, en forma gráfica, el perfil de concentración y la dosis para cualquier punto de coordenadas (*x,y*) a cierta distancia de la fuente.

Características principales del programa.

Genera una gran variedad de producción en escenarios específicos, incluyendo la zona de amenaza, amenaza en lugares específicos y gráficos de la fuente.

Calcula la tasa de liberación de productos químicos de escape en los tanques, charcos (tanto en la tierra y el agua), las tuberías de gas y predice los cambios de velocidad de liberación a través del tiempo.

Modelos de escenarios diferentes: por ejemplo las nubes de gas tóxico, BLEVEs (vapor saturado), los incendios de chorro, las explosiones de nube de vapor y los incendios de charco.

Evalúa los diferentes tipos de riesgo (en función de la hipótesis de emisión): toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica y sobrepresión.

Consideraciones para el modelo

La información necesaria para la evaluación del modelo de simulación es:

- Características físicas y químicas del fluido.

- Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio y clase de la estabilidad atmosférica.
- Tiempo de fuga.
- Diámetro equivalente del orificio de la fuga.
- Condiciones de operación.

Características físicas y químicas del fluido

Los datos de las características físicas y químicas del gas natural fueron obtenidos de la hoja de seguridad.

Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio.

Las condiciones meteorológicas del sitio fueron tomadas de la Manifestación de Impacto Ambiental y se presentan en las hojas de datos para suministrar al modelo

Las clases atmosféricas de la estabilidad de Pasquill

El método para categorizar la cantidad de la turbulencia presente en la atmósfera es el método desarrollado por Pasquill en 1961, el categorizó la turbulencia atmosférica en seis clases de la estabilidad denominadas A, B, C, D, E y F. La clase A que es la más inestable o la más turbulenta, y la clase F es la más estable o menos turbulenta. La tabla siguiente enumera las seis clases y la tabla subsecuente proporciona las condiciones meteorológicas que definen cada clase.

Tabla 16. Tipos de estabilidad

Tipo de estabilidad	Definición
A	Muy inestable
B	Inestable
C	Levemente inestable
D	Neutral
E	Levemente estable
F	Estable

Una condición estable se caracteriza por un flujo laminar de las capas del aire y se presenta ausencia de turbulencia, un gradiente vertical de temperatura, fluctuaciones mínimas de la dirección del viento y un bajo nivel de insolación (condiciones más adversas para la dispersión de contaminantes). La relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas (radiación solar y cobertura del cielo) se muestra en la siguiente 0

Tabla 17. Condiciones meteorológicas que definen la Clase

Velocidad del viento m/seg	Día e Insolación fuerte	Día e Insolación moderada	Día e Insolación débil	Noche y nubosidad Más de 50%	Noche y nubosidad Menos del 50 %
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

De acuerdo con la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en la presentación de Estudios de Riesgos para modelaciones, deben considerarse las

condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, se deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.

Tiempo de fuga

Se estima que el tiempo de fuga que se ha utilizado en las modelaciones es el tiempo de respuesta para que el operador del cuarto de control de aviso y se tomen las medidas correctivas en la caseta de regulación y medición de gas natural dentro de las instalaciones del proyecto, el cual es de un periodo de cinco minutos aproximadamente.

Diámetro de orificio de fuga

El área y forma del orificio es uno de los parámetros que tienen gran incertidumbre. Por lo general se supone un orificio circular y lo simuladores cuentan con modelos de fuga para orificios circulares. En ocasiones se simulan eventos ya ocurridos con orificios de geometría distintas a la circular. Para el caso de orificios con geometrías distintas a la circular se debe considerar un área equivalente a un círculo a partir del área del orificio de fuga. Para seleccionar el valor del área del orificio ver la 0

Tabla 18. Diámetros equivalentes de la fuga (DEF)

	Área del sistema, donde se presenta	**Diámetro Equivalente de la Fuga**
Para el caso alterno	Líneas de proceso ¾" ≤ DN ≤ 2"	DEF = 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso 2" < DN ≤ 6"	DEF = 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso ó ductos de transporte 6"≤ DN	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores.
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso	Para todos los tamaños de flechas DEF = calcularlo con el 100% del área anular
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso	Para todos los tamaños de vástago DEF = calcularlo con el 100% del área anular
Para el caso más probable	Líneas de proceso ¾" ≤ DN ≤ 2"	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso 2" < DN ≤ 2"	DEF = 0.6" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Líneas de proceso ó ductos de transporte 6"≤ DN	DEF = 0.75" para DN de 6" a 14" DEF = 1.25" para DN de 16" a 24" DEF = 2.0" para DN mayores de 30" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables.
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso. Empaquetaduras en válvulas de proceso	DEF = Calcularlo con el 40% del área anular que resulte.

Fuente: Guía para realizar Análisis de Riesgos DG-SASIPA-SI-02741 de fecha noviembre de 2007 elaborado por PEMEX Refinación Subdirección de Auditoria en seguridad Industrial y Protección Ambiental y la Guía Técnica para realizar análisis de

Para el caso alterno	Área del sistema, donde se presenta	Diámetro Equivalente de la Fuga

Riesgos de Proceso Clave 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 0 emitido el día 3 de septiembre de 2010 y desarrollado por la Dirección Corporativa de Operaciones, Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos.

Simulación de los eventos y diagramas de pétalos (planos de radios de afectación).

Este apartado tiene por objeto principal determinar las zonas vulnerables que están asociadas a los accidentes identificados, mediante la simulación del comportamiento real de una sustancia química, en la cual intervienen una multitud de factores tales como:

- Condiciones en que se produce la liberación de la sustancia
- Características físico-químicas de la misma
- Características del medio ambiente en el cual se produce la dispersión
- Interrelación entre la sustancia y el medio ambiente.

En el Anexo 8 se presentan las hojas de resultados del modelo ALOHA 5.4.1 y los planos con los radios de afectación.

Criterios de zonas de alto riesgo y seguridad

Tomando como base estos parámetros, así como las consideraciones indicadas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para la presentación de Estudios de Riesgos, indican que los radios potenciales de afectación para definir y justificar las zonas de seguridad deberán utilizar los siguientes valores:

Tabla 19. Criterios de zonas de seguridad y riesgo

Zona	Inflamabilidad (Radiación térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Riesgo	5 kW/m^2	1.0 psig
Seguridad	1.4 kW/m^2	0.5 psig

Para evaluar estos efectos en un incendio nos basaremos en la siguiente tabla:

Tabla 20. Efectos de radiación térmica según la intensidad de radiación emitida

Intensidad de radiación (Kw / m^2)	Efecto observado
37.5	Suficiente para causar daños en materiales.
25	Energía mínima para ignición de madera en una exposición indefinida.
12.5	Energía mínima para ignición de madera, fusión de tubería plástica.
9.5	Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos; quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
4	Suficiente para causar dolor a personas si no puede ponerse a resguardo en 20 segundos; quemaduras de segundo grado probables.
1.6	No causará incomodidad con exposiciones prolongadas.
FUENTE: Chemical Process Quantitative Risk Analysis, CCPS, 1989.	

De acuerdo a la simulación de la dispersión de la nube, los efectos de incendio y explosión, se pueden definirlas áreas de seguridad estimadas en las tablas que describen las consecuencias en cada evento, pueden ser consideradas como las distancias mínimas que deberán de ser restringidas al tránsito en un evento similar.

Los efectos producidos por una explosión se generan a través de una serie de ondas expansivas, de tal forma que las ondas de mayor presión están situadas formando una circunferencia cercana al centro de la nube y las de menor presión se sitúan en circunferencias de diámetros mayores. La tabla siguiente muestra la relación entre la sobrepresión y el tipo de daño asociado.

Tabla 21. Valores de sobrepresión y daño producido en detonaciones

Ejemplos de resultados de los modelos de explosion	
sobre presion pico (psia)	Daño esperado
0,03	Rompimiento ocasional de ventanas largas bajo estrés
0,3	Poco daño a los techos de las casa, 10% de rompimiento de ventanas
1-0.5	Ventanas son usualmente destrozadas, algunos marcos dañados
1	Demolicion parcial de casa, se vuelven inabitables
8.00-1.00	leves/serias lesiones causadas por objetos voladores
2	colapso parcial de techos y muros
3.00-2.00	Concreto sin refuerzo/ muros de ceniza son destruidos
12.2-2.40	90-1% de daño en la poblacion expuesta
2,5	50% de destruccion de los ladrillos usados en la construccion de casas
4.0-3.0	Paneles de edicios de acero sin marco arruinados
5	Postes de madera rotos
7.00-5.00	Destruccion parcial-completa de casas
10	Probable destruccion total del edificio
29.0-14.5	99-1% de muertes entre la poblacion expuesta debido a los efectos de la explosion directa

A continuación se presenta los resultados de la evaluación de consecuencias:

Evento 1:

Fuga de gas natural por el conector del tipo racor el cual se acoplando a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud, se considera que el diámetro del orificio de la fuga será de 0.5 " de diámetro, este evento es considerado el evento catastrófico.

Para el cálculo de la cantidad fugada de gas se tomaron las siguientes consideraciones:

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 4.5 m/s

Dirección del viento: Norte

Temperatura ambiente 25.6°C

Estabilidad Clase D

Humedad del 50%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro del orificio de fuga: 0.5 pulg

Diámetro: 1 m

Longitud: 12 m

Capacidad de gas natural: 1.840 kg.

Presión interna: 3600 psia

Resultados arrojados por el simulador
Release Duration: 50 minutes
Max Average Sustained Release Rate: 177 kilograms/min
(averaged over a minute or more)
Total Amount Released: 1,714 kilograms

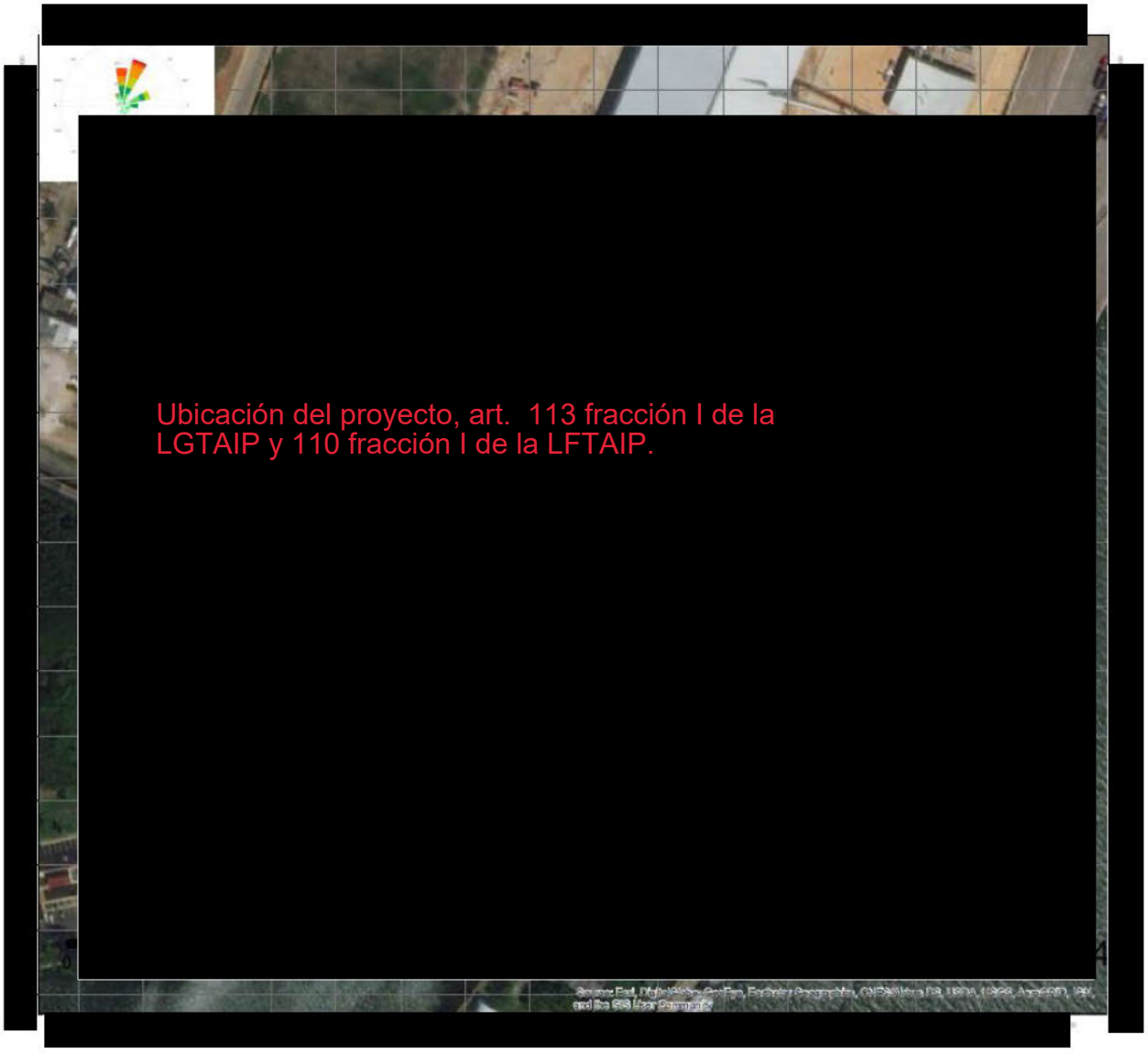
Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m.)
Evento 1: Fuga de gas natural por el conector del tipo racor el cual se acoplando a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud, se considera que el diámetro del orificio de la fuga será de 0.5 " de diámetro	Zona de alto riesgo 1 psi	48
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	65

Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m.)
Evento 1: **Fuga de gas natural por el conector del tipo racor el cual se acoplando a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud, se considera que el diámetro del orificio de la fuga será de 0.5 " de diámetro**	Zona de alto riesgo 5 kW/m^2	17
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m^2	32

Figura 35. Plano radio de afectación Evento 1 explosión



OXITENO

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

LOCALIZACION

NOMBRE DEL PROYECTO:
INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL PERTENECIENTE A LA EMPRESA: OXITENO MEXICO S.A. DE C.V.

Plano radio de afectacion evento 1 explosión

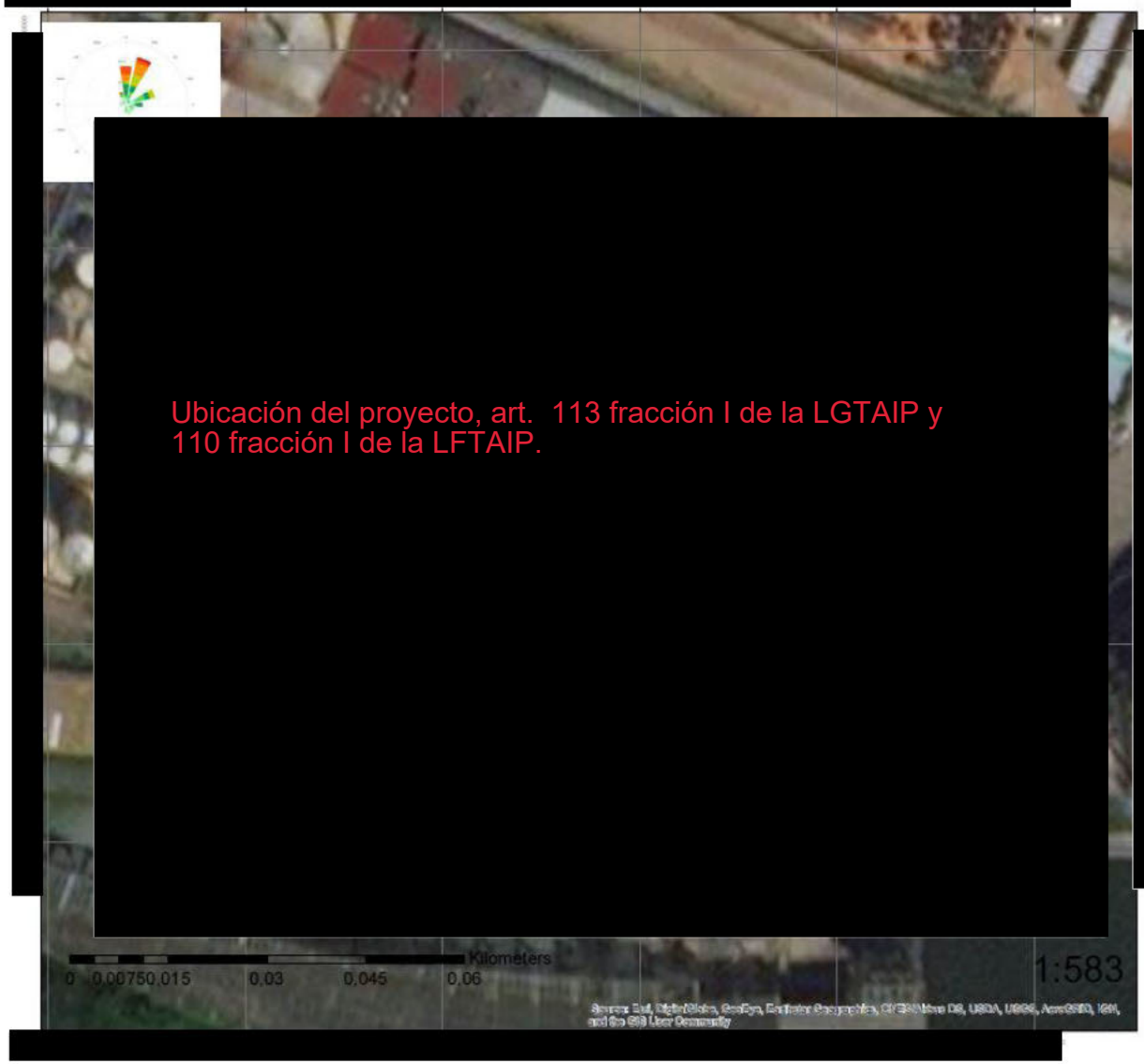
Evento 1
Fuga de gas en un cilindro del Sistema de Transporte con Tanques Contenedores De GNC Titan, se considera que el diámetro de orificio de la fuga es 0.5 pulg.

Criterios	Distancia
Zona de alto riesgo 1.0 psi	48 m
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	65 m

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 4.5 meters/second from N at 3 meters
Air Temperature: 25.6° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 50%

Figura 36. Plano radio de afectación Evento 1 incendio

[redacted]



OXITENO

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

[redacted]

LOCALIZACION

[redacted]

NOMBRE DEL PROYECTO:
INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL PERTENECIENTE A LA EMPRESA: OXITENO MEXICO S.A. DE C.V.

Plano radio de afectacion evento 1 incendio

Evento 1. Fuga de gas en un cilindro del Sistema de Transporte con Tanques Contenedores De GNC Titan, se considera que el diámetro de orificio de la fuga es 0.5 pulg.

Criterios	Distancia
Zona de alto riesgo 5 kW/m2	17 m
Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m2	32 m

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 4.5 meters/second from N at 3 meters
Air Temperature: 25.6° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 50%

Evento 2:

Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler..

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 4.5 m/s
Dirección del viento: Norte
Temperatura ambiente 25.6°C
Estabilidad Clase D
Humedad del 50%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro de la Tubería: 1 pulg

Longitud de la tubería: 6 m

Área de fuga: 0.79 (pulgadas cuadradas)

Presión de trabajo: 100 Psia

Temperatura: 25.6° C

Promedio de la velocidad del material fugado: 16 kg/min (calculado por el simulador)

Total de material fugado: 960 Kilogramos (calculado por el simulador).

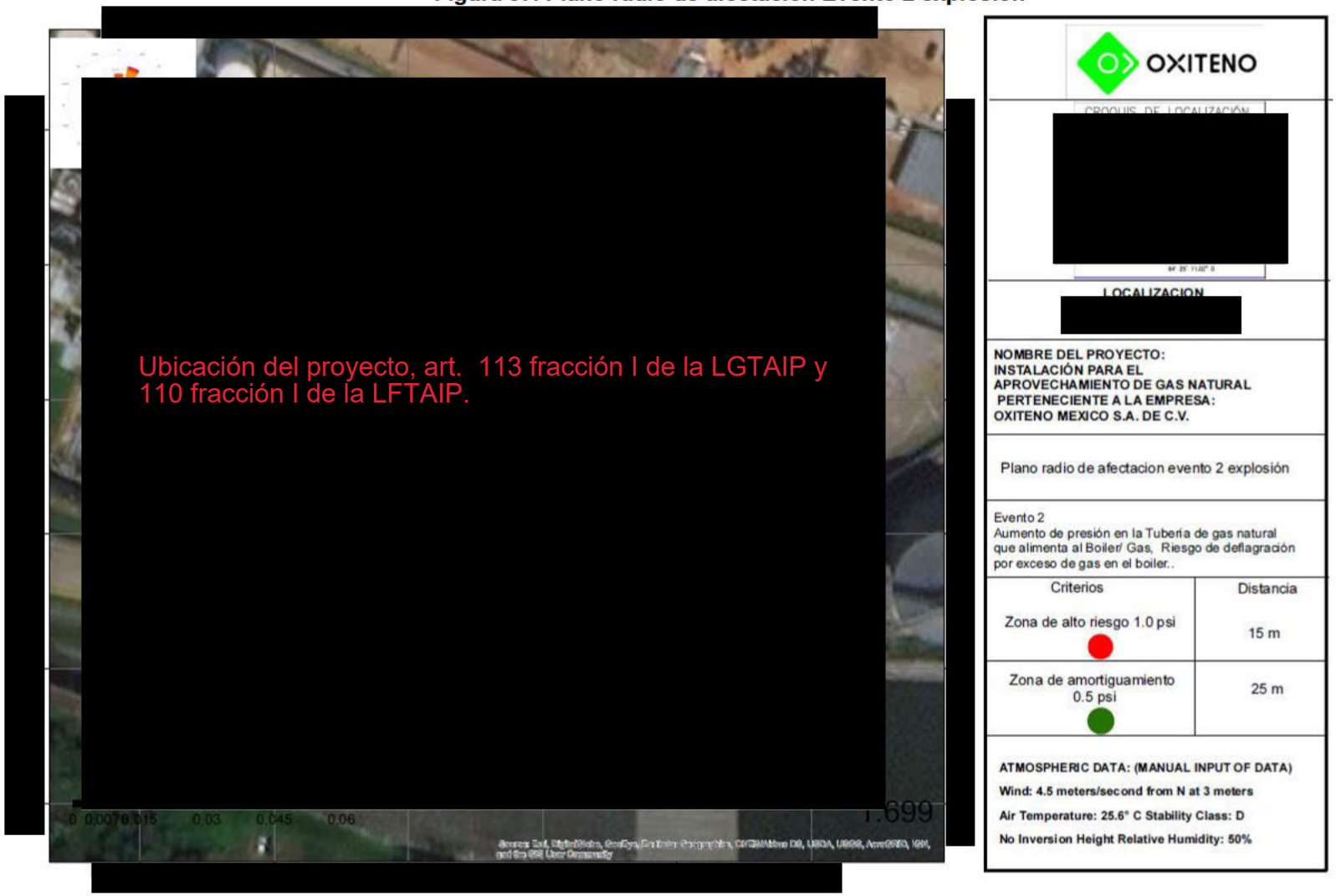
Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m.)
Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler..	Zona de alto riesgo 1 psi	15
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	20

Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler..	Zona de alto riesgo 5 kW/m^2	
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m^2	10

Figura 37. Plano radio de afectación Evento 2 explosión



Evento 3.

Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.

Debido al ddebilitamiento de paredes de la línea, estresamiento de juntas y empaques de la válvula de seccionamiento, fuga de gas en bridas y/o empaques posible incendio y explosión incremento en la erosión física de las líneas

Disminución de la vida útil de las líneas de manera acelerada

Para el cálculo de la cantidad fugada de gas se tomaron las siguientes consideraciones:

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 4.5 m/s

Dirección del viento: Norte

Temperatura ambiente 25.6°C

Estabilidad Clase D

Humedad del 50%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro de la Tubería: 3 pulg

Longitud de la tubería: 116.7 m

Área de fuga: 1.76 (pulgadas cuadradas)

Presión de trabajo: 90 Psia

Temperatura: 25.6° C

Promedio de la velocidad del material fugado: 29.8 gr/min (calculado por el simulador)

Total de material fugado: 1.79 Kilogramos (calculado por el simulador).

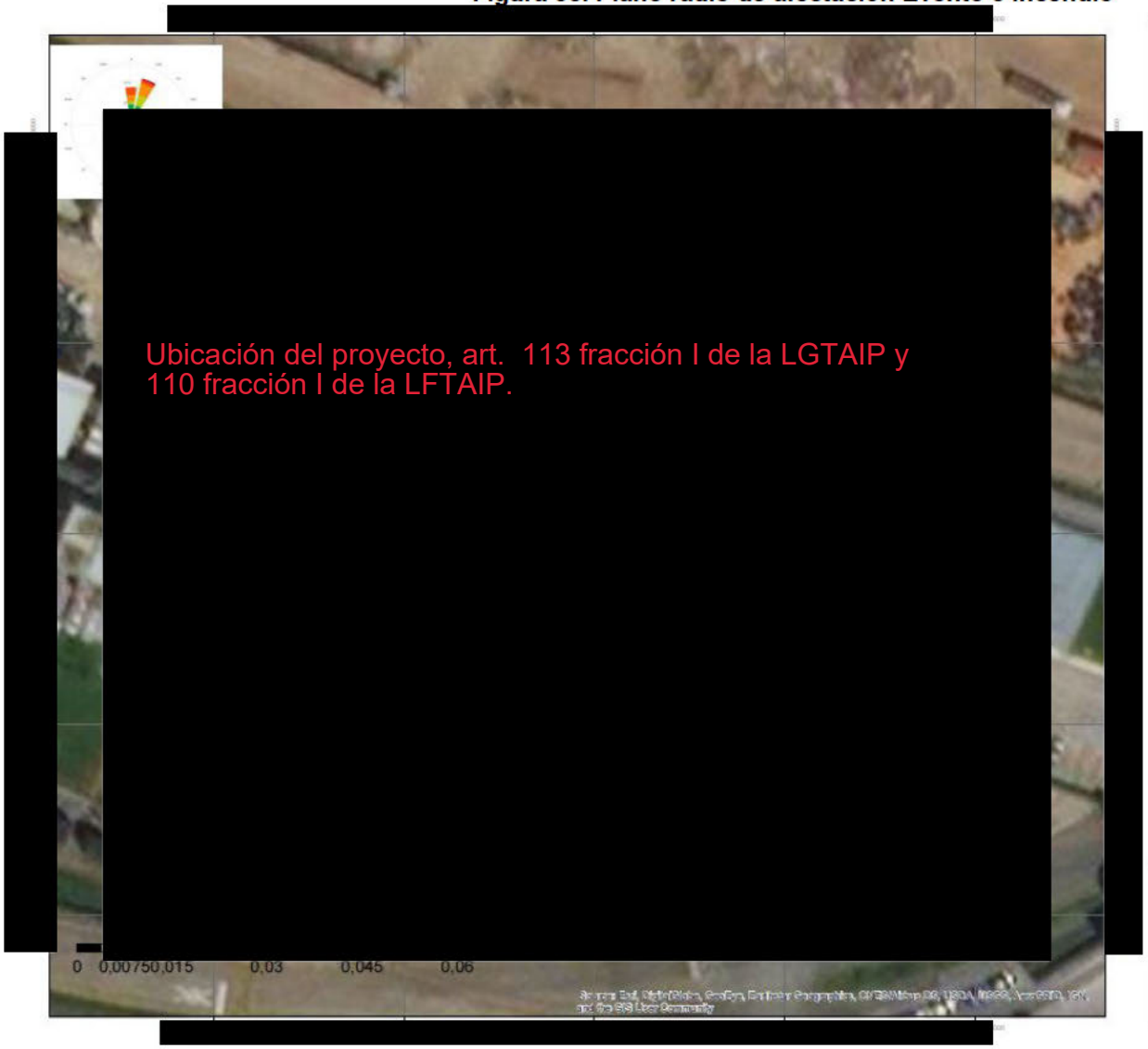
Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 3. Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.	Zona de alto riesgo 1 psi	No se forma nube explosiva
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	No se forma nube explosiva

Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 3. Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.	Zona de alto riesgo 5 kW/m^2	10
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m^2	10

Figura 38. Plano radio de afectación Evento 3 incendio



OXITENO

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

LOCALIZACION

NOMBRE DEL PROYECTO:
INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL PERTENECIENTE A LA EMPRESA: OXITENO MEXICO S.A. DE C.V.

Plano radio de afectacion evento 3 incendio

Evento 3.
Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.

Criterios	Distancia
Zona de alto riesgo 5 kW/m2	----
Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m2	10 m

1:583

INTERACCIONES DE RIESGO.

En la siguiente tabla se presenta un análisis y evaluación de las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones que se encuentran dentro de la zona de riesgo, considerando la posibilidad de un efecto dominó.

Tabla 22. Interacciones de riesgo

Evento	Zona de riesgo m *	Interacciones de riesgo	Efectos
Evento 1: Fuga de gas natural por el conector del tipo racor el cual se acoplando a las mangueras de descarga del GNC de 1" de diám. x 3m de longitud, se considera que el diámetro del orificio de la fuga será de 0.5 " de diámetro	48	Instalaciones del equipo integrado de descompresión de GNC Área de almacenes y envasado de oxiteno	Daños al personal, equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones del equipo integrado de descompresión de GNC
Evento 2: Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler..	15	Instalaciones del equipo integrado de descompresión de GNC Área de almacenes y envasado de oxiteno	Daños al personal, equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones del equipo integrado de descompresión de GNC
Evento 3. Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.	10	La afectación pudiera ser a lo largo de la tubería que surtirá de gas natural a calderas	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado

*En la columna denominada zona de riesgo se indica la mayor afectación.

Las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones que se encuentren en la zona de alto riesgo, consideran la posibilidad de un efecto dominó de acuerdo a los resultados de la evaluación de consecuencias (ver Anexo 8 planos de radios de afectación).

Las interacciones de riesgo son las acciones recíprocas, influencias o efectos de riesgo, a las que de forma general pueden estar expuestas tanto las instalaciones del proyecto de estudio como las colindantes, así como aquellas que se encuentren dentro de la zona de

alto riesgo por radiación térmica y/o sobrepresión de los eventos más probables así como máximo catastróficos.

Para el análisis de una posible interacción de riesgo, se consideró el evento máximo catastrófico (fuga total de un cilindro del sistema de transporte ya que es el evento de mayor afectación por radiación y/o explosión **(radios de afectación),** y aun y cuando es el evento con menos probabilidad de ocurrencia, ya que como se puedo observar en la investigación de los accidentes ocurridos en este tipo de instalaciones los accidentes ocurrido no han involucrado a este tipo de transporte.

En el supuesto caso de la correncia de este evento se verían afectadas las áreas que se encuentran aledañas a la instalación en las colindancias este y oeste, estas sufrirían daños de ruptura de vidrios.

Asimismo, considerando la colindancia del proyecto y tomando en cuenta la afectación del evento máximo probable por el manejo de gas natural (radio de alto riesgo 48 m debido a una sobrepresión y 65 m para zona de amortiguamiento) se observa que los radios de afectación quedan inmersos dentro de los terrenos propios de Oxiteno Mexico, S.A. de C.V.

II.2 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.

En la tabla 23, se presenta una síntesis del inventario ambiental en donde se desarrollará el Proyecto, para cada uno de los sistemas: físico, natural y socioeconómico.

Tabla 23. Síntesis del inventario ambiental del Sistema Ambiental

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
Medio físico		
Clima	Modificación del microclima	En estas áreas no se espera que existan variaciones microclimáticas, debido a la cobertura vegetal y el desarrollo del proyecto no variara la situación actual del sitio.
Calidad del aire	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones a la atmósfera	El proyecto no generara presencia de emisiones a la atmósfera.
Ruidos y vibraciones	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones de ruido	No existen fuentes importantes de emisiones de ruido, el proyecto no rebasará los límites establecidos en la NOM-081-SEMARNAT-1996, la cual establece 68 dB(A) de 06:00 a 22:00 y 65dB(A) de 22:00 a 06:00.
Hidrología superficial	Presencia o ausencia de contaminación de los ríos y cuerpos de agua	
Hidrología subterránea	Estado actual del acuífero (sobreexplotado o subexplotado)	Los acuíferos someros constituidos por depósitos aluviales presentan espesores de 40 a 50 metros y funcionan como acuíferos libres, recibiendo una alimentación vertical por la infiltración del agua de lluvia, que posiblemente sea la componente más importante de la recarga total.

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
Geomorfología	Modificación de relieve por excavaciones.	Considerando la escala del escenario en el entorno del proyecto se reconocieron las principales topoformas que existen localmente, donde están ubicadas tanto el proyecto como las empresas, las cuales se encuentran en el límite de la topoforma de valle con la llanura (INEGI, 2011. Mapa digital de México). No habrá modificaciones de relieve por la excavación.
Suelo	Presencia o ausencia de erosión y/o contaminación	Desde el punto de vista ecológico-ambiental, todo el país presenta serios problemas de erosión de sus recursos naturales, que van desde el suelo, flora, fauna, agua, aire hasta la salud de los componentes del sistema que incluyen desde elementos primarios hasta las sociedades humanas. Este aspecto, no es exclusivo de alguna región geográfica sino que se presenta a lo largo del territorio nacional y por lo tanto, el área de estudio no es la excepción. De acuerdo a estudios realizados sobre la erosión se ha concluido que las corrientes por sí solas no provocan la erosión, es la combinación de varios agentes hidrodinámicos como son los barcos que navegan por el río y el canal de acceso a la laguna de Pajaritos, esos contribuyen a dicha erosión por la acción de las hélices, su estela y succión, también contribuye el oleaje local, debido a la acción del viento, en épocas de tormentas supera 1,5 m concentrándose en Punta Pichos. El uso de suelo actual dentro de un radio de 500 m es industrial .
Medio biótico Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.		
Vegetación	Proporción de vegetación natural/superficie total del sistema ambiental	Como se ha mencionado con anterioridad el proyecto se instalara dentro del [redacted], siendo esta una área totalmente impactada y no existe flora en peligro de extinción en el área de estudio.
Fauna	Superficie con vegetación natural que proporciona un hábitat para la fauna silvestre	La diversidad, la abundancia y la distribución de las especies es diferente en los ambientes del área de estudio, debido a que el estado de conservación de los ecosistemas es heterogéneo en la región. Esto se debe principalmente a la presión humana basada en el desarrollo de la industria petrolera, el crecimiento urbano que provoca una enorme cantidad de desechos sólidos y flujo de aguas negras y la presencia de fábricas de fertilizantes y zonas agrícolas. La fauna original, ha sido removida por las actividades que se desarrollan en el sitio. No existe fauna en peligro de extinción en el área de estudio.
Medio socioeconómico		

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
Paisaje	Disminución de la calidad del paisaje	El paisaje ha sido modificado por las actividades industriales , instalaciones eléctricas, carreteras, caminos. No existen elementos paisajísticos relevantes o únicos.
Demografía	Tasa de crecimiento	La tasa de crecimiento en el municipio en el periodo 2000-2005 es de 0.85
	Población	La población total del municipio de Coatzacoalcos registrada en el año 2010 fue de 305260 personas, de las cuales 147962 son hombres y 157298 son mujeres.
Índice de marginación	Muy Baja, Baja, Media, Alta y Muy Alta	La marginación del municipio de Coatzacoalcos es muy bajo, de acuerdo al análisis realizado por la Comisión Nacional de Población de los datos obtenidos en el año 2000 .
Factores socioculturales	Presencia o ausencia de sitios con valor cultural o histórico	En el Sistema Ambiental existen monumentos históricos ubicados en su mayoría en la cabecera municipal. En el Área de Afectación del Proyecto no existen sitios históricos o de valor cultural

III SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

Las recomendaciones técnico operativas resultantes de la metodología empleada se presentan a continuación:

Patio de transvase.

Implementar señalética de apoyo adicional para operador del titán para mejorar las condiciones de seguridad y acomodo seguro del vehículo a efecto de evitar algún choque en el punto de descarga del gas hacia la estación de servicio.

Capacitación constante al operador encargado de la conexión y descarga.

Instalar protecciones metálicas U móviles en parte frontal de patio de trasvase para evitar la posible entrada de vehículos ajenos a dicha zona.

Habilitar un procedimiento de doble chequeo del operador de la instalación y conexión de la manguera de descarga.

Contar con un sistema de circuito cerrado de vigilancia

Implementar programarán actividades periódicas de limpieza de maleza.

Capacitación permanente al personal de la estación de servicio y de vigilancia en el combate de incendios Capacitación al personal

Habilitación futura de un sistema contra incendios a base de hidrantes.

Capacitación permanente al personal de mantenimiento.

Implementación de instrumentos automáticos de detección de concentraciones altas de gas en las líneas de suministro.

Revisión semanal de las instalaciones que conforman el patio de transvase.

Contar con acciones periódicas permanentes de revisión y mantenimiento del sistema de válvulas, accesorios y tuberías del patio de transvase de gas natural.

Capacitación permanente al personal de vigilancia en el combate de incendios solicitar al proveedor del Sistema de Transporte con Tanques Contenedores De GNC natural comprobantes que demuestren que el personal responsable de las operaciones de descarga del gas natural cuente con la adecuada capacitación y con el adiestramiento necesario para dichas actividades.

Solicitar al proveedor un programa de los vehículos e instalaciones a su cargo así como un informe periódico de las actividades y acciones realizadas para dar cumplimiento al mismo.

Analizar la opción de habilitar un sistema de aspersores como un complemento adicional al equipamiento de combate de incendios

Cuarto de Compresores

Brindar capacitación al personal para dar respuesta a cualquier eventualidad por las actividades de operación en el cuarto de control que involucren fallas en los componentes así como por fugas de gas en su interior.

Para la realización de operaciones de mantenimiento en el cuarto de compresores solo se deberán emplear herramientas manuales antichispas para evitar puntos de ignición o calientes.

Brindar al personal capacitación permanente para dotarlos de habilidades para detectar en forma inmediata funcionamiento inadecuado de los equipos y posibles defectos o desperfectos en los equipos.

Implementar una bitácora de registro de mantenimiento.

llevar a cabo mantenimiento y calibración del sistema de alivio de presión de gas por parte de personal externo certificado

contar con un programas permanentes de revisión y mantenimiento de los sistemas de intercambio de calor en el cuarto de compresores.

Restringir el paso al área de personal no calificado o ajeno a la operación del mismo.

Recomendaciones del manejo de gas natural

Comunicación periódica con el distribuidor de gas natural para realizar los ajustes operacionales.

Se deberá garantizar la operación y accionamiento de todas las válvulas manuales y automáticas mensualmente, verificando el cierre total de las válvulas, así como reparación de posibles fugas en el cuerpo y vástago.

El mantenimiento de estas válvulas de relevo de presión deberá realizarse anualmente de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y a lo que indica la norma NOM-010-SECRE-2002.

Inspeccionar mensualmente cada indicador de presión (manómetro) instalado en las líneas de tubería, verificando que la aguja marque cero y que incremente cuando se presurice el elemento. Reemplazar si la aguja está dañada, o si presenta fuga de aceite de silicón, o si se detecta algún otro daño físico.

Elaborar Programa de Protección Civil y presentarlo a la autoridad municipal y estatal.

Cuando entre en operación el proyecto implantar el Programa para la Prevención de Accidentes.

Elaborar procedimientos operativos de manejo de gas natural y capacitar al personal encargado.

Capacitar al personal sobre los procedimientos operativos de manejo de gas natural.

Solicitar al contratista el procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la actividad.

Solicitar al constructor los registros de las pruebas radiográficas de la tubería.

Elaborar procedimiento de seguridad de trabajos peligrosos en la caseta de regulación y medición.

Elaborar dictamen técnico de cumplimiento con las normas por medio de una unidad de verificación de gas natural.

III.2 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

Con el objetivo de minimizar los riesgos derivados del manejo de gas natural por lo elevados volúmenes y presiones a los que se sujeta en la estación de servicio de la empresa, serán implementados diversos dispositivos de seguridad tanto de naturaleza interna que incluyen los que forman parte de los equipos y sistemas propios de la estación (compresores, estaciones de regulación, dispensarios) así como de naturaleza externa entre los que se encuentran los equipos y sistemas que previenen y controlan un evento susceptible de presentarse tal como una fuga de gas natural así como un incendio derivado del mismo o de naturaleza diferente (de tipo eléctrico, en las colindancias, u otro).

Dispositivos internos:

Todas las líneas, tuberías, filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc. se encuentran protegidos por dispositivos de alivio de presión (válvulas de alivio/seguridad) o reguladores (monitoreo tipo dual). Todas las válvulas de alivio tienen salida a la atmósfera (a una ubicación segura) a través de una línea/cabecera de descarga de venteo común. La línea de venteo/cabecera común sirve como manifold para el gas proveniente de las válvulas de alivio/seguridad y las válvulas manuales de drenaje. Todas las tuberías son fabricadas o interconectadas con soldadura o con accesorios adecuados , diseñadas y probadas de acuerdo con los códigos/requerimientos específicos . Las partes del PRM se encuentran en el listado del manual de operación .

Válvulas de relevo de presión:

Constan de dispositivos mecanices que se accionan después de rebasar un nivel de presión establecido, permitiendo así la salida del gas a través del sistema de venteo hacia la atmósfera evitando su acumulación, así como los incrementos de presión descontrolados dentro de las tuberías. Toda vez que en el cuarto o recinto de compresión albergará una importante cantidad de gas natural, cada componente estará equipado con válvulas de seguridad y discos de ruptura con set dependiendo de la presión que pasa por cada proceso. Los cuales se activan cuando el gas que pasa por está a una presión mayor (La presión puede aumentar debido a un incremento de temperatura, el caso de un conato de incendio) liberando el gas hacia la atmosfera.

Estas válvulas son calibradas por personal certificado a la presión a la que deben operar y ser calibradas cada dos años.

Válvulas de corte:

Dispositivos manuales que se cierran para evitar flujo de gas durante el mantenimiento de distintos equipos o instalaciones para trabajar de forma más segura; serán habilitados en diferentes áreas de la Estación de Servicio, principalmente en tuberías de suministro así como a la entrada y salida del gas en los equipos que lo manejarán.

Válvulas de desfogue:

Dispositivos manuales, que se accionan para liberar el gas cumulado para liberar el gas acumulado.

Generalmente se accionan en procesos de mantenimiento.

Monitoreo de parámetros

Se contara con un equipo de monitoreo electrónico que permite consultar las variables de trabajo, como presiones, voltajes, gasto energético, temperaturas, etc. Todas la variables tienen un rango predeterminado, por lo tanto, si una o más variables salen del rango establecido, se acciona una alarma.

Sistema de tierras

Para evitar cargas electrostáticas en el sistema de surtidores y dispensarios se contara con un sistema de aterrizaje a tierra física, dicho sistema contara con la capacidad de conducir la carga electrostática tanto del vehículo automotor como de los mismos dispensarios a tierra

Pulsador tipo hongo con enclavamiento parada de emergencia: Dentro del tablero eléctrico se coloca una parada de emergencia de acuerdo a la normatividad internacional, para permitir parada del equipo en situaciones anormales. En otras ubicaciones se tiene en cuenta la zona, y las paradas de emergencia instaladas, tienen las certificaciones para funcionamiento de acuerdo a su aplicación

Señalética, rutas de evacuación y puntos de reunión:

Se contará con diversos esquemas visuales de señalización en materia restrictiva, preventiva, informativa y de avisos diversos distribuidos en toda la estación de servicio de conformidad con lo establecido por las normas oficiales mexicanas NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías y la NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar; para tal efecto se contará con avisos referentes a:

No estacionarse

No fumar

Prohibido el paso, solo personal autorizado.

Apagar celular.

Apagar motor.

No flama abierta.

Alarma.

Paro de emergencia.

Extintor.

Alto Voltaje.

Zona de Riesgo.

Protocolo de Carga.

Usar equipo de seguridad.

¿ Qué hacer en caso de sismo?

¿Qué hacer en caso de incendio?

Rombo de seguridad del gas natural.

Rutas de evacuación.

Punto de reunión.

Velocidad máxima.

Sistema de seguridad contra incendio:

En áreas aledañas contará con un total de 3 extintores en la estación de descompresión, los cuales están estratégicamente ubicados dependiendo de necesidades y posibles causas del conato de incendio dando cumplimiento a lo establecido por las NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

Sistema de Pararrayos:

El cual tendrá como objetivo la acumulación de cargas estáticas así como descargar a tierra las fallas por aislamiento y las descargas atmosféricas que por una diferencia de potencial puedan producir una chispa. Las conexiones de este sistema se habilitarán a base de cable de cobre desnudo suave de conformidad con lo indicado en la NOM-001-SEDE-2012.

Se contara con los siguientes procedimientos

Procedimiento para la Inspección y Mantenimiento de los sistemas de protección contra incendio

Este procedimiento establece las medidas que deben cumplirse en el desarrollo de las inspecciones de los elementos que conforman el sistema de protección contra incendios de las EDS´s, con el fin de garantizar su operatividad en caso de requerirse su activación.

Condiciones Generales.

Las inspecciones de los elementos que conforman el sistema de protección contra incendios son realizados por los Administradores de las estaciones y el profesional de seguridad e higiene o mantenimiento.

El mantenimiento de estos elementos se realizará a través de proveedores especializados en este campo.

Procedimiento

Inspección y mantenimiento de extintores portátiles (NOM-154-SCFI-2005)

Inspección Mensual.

Esta inspección debe ser realizada por el profesional de seguridad e higiene y/o la comisión de seguridad e higiene y debe cubrir al menos los siguientes puntos:

- Localización en el sitio asignado
- Constatar la vigencia de recarga.
- Sin obstáculos para el acceso o visibilidad
- Instrucciones de operación legibles: en el equipo o cerca del equipo
- Sellos de seguridad en buen estado
- Carga (por peso de la carga)
- Sin daños físicos obvios; Corrosión, fugas o taponamientos de la boquilla.
- Presión del manómetro.

- Condición de las carretillas, ruedas, mangueras y boquillas.
- Indicaciones de tipo y uso del extintor en el sitio o en el equipo.

Las deficiencias encontradas deben corregirse inmediatamente.

El proveedor deberá mantener un récord de las inspecciones físicamente y en medio electrónico.

Mantenimiento Anual.

Las administraciones de estación y el profesional de seguridad e higiene deben garantizar que el equipo operará efectivamente y en forma segura, incluye reparación o reemplazo de las partes que sea necesario. Debe ser realizado por personal entrenado y que tenga disponible el manual de mantenimiento del fabricante. El profesional e seguridad e higiene deberá solicitar al proveedor lo siguiente:

Los extintores presurizados con agentes húmedos deben descargarse completamente para verificar la correcta operación de las válvulas de descarga y manómetros, se deben desensamblar cada una de las partes para efectuar un completo mantenimiento. Se permite que la carga sea recuperada y reutilizada, verificando previamente el estado del agente extintor.

Debe realizarse anualmente una prueba de conductividad eléctrica a las mangueras de los extintores de CO_2. Dejar registro de la prueba indicando el mes, año, nombre o iníciales de la persona que realiza la prueba y nombre de la empresa que realiza la prueba. (Exigir protocolo y certificado de prueba)

Los reguladores de presión de los extintores rodantes deben ser probados de acuerdo con las especificaciones del fabricante para verificar el cumplimiento de los parámetros de presión estática y flujo para los cuales están diseñados.

Los extintores que se saquen para mantenimiento deben reemplazarse por extintores de repuesto, estos deben ser para el tipo de riesgo y capacidad de extinción requerida en el área.

El mantenimiento de los extintores debe cumplir la verificación de 3 puntos básicos:

Partes mecánicas

Agente extintor

Agente expelente.

Durante el mantenimiento anual no es necesario inspeccionar internamente los extintores de CO_2 o los extintores presurizados de PQS, sin embargo debe inspeccionarse externamente el estado de sus partes mecánicas.

Los extintores de PQS y agentes halógenos, que requieren prueba hidrostática cada 12 años, deben desocuparse cada 6 años para aplicarles los procedimientos de mantenimiento. La remoción del agente extintor de los extintores de halón debe realizarse en un sistema cerrado de recuperación. Los 6 años se cuentan a partir la de última fecha de recarga o prueba hidrostática.

Registro del Mantenimiento: Cada extintor debe tener una placa donde se indique el mes y año en que el servicio de mantenimiento fue realizado.

A los extintores que se les realice el mantenimiento de los 6 años debe colocárseles una placa metálica o de material igualmente durable donde se indique el mes y año de mantenimiento, las iníciales de la persona que lo realizó y la empresa responsable del mantenimiento.

Recarga: Reemplazo del agente extintor.

Todos los extintores deben ser recargados después de cada uso o cuando lo indiquen los resultados de las inspecciones o el mantenimiento anual.

Para la recarga deben seguirse las recomendaciones del fabricante, La cantidad de agente extintor debe ser verificada por peso, el peso total de la recarga deber ser igual al peso total marcado en el cuerpo del extintor.

Los extintores solamente deben recargarse con agente extintor de igual composición química, características físicas y capacidad extintora al de la carga original. No se recomienda recargar los extintores con otro de agente extintor diferente al cual fue diseñado.

Los PQS multipropósito no deben mezclarse con químicos de base alcalina.

Se permite utilizar el remanente de agente extintor PQS después de una descarga, siempre y cuando el faltante de la carga corresponda al mismo tipo de PQS.

El PQS de los extintores sometidos a la inspección de los 6 años puede reutilizarse, siempre y cuando se recupere en un sistema cerrado de recuperación para evitar su contaminación. Antes de reutilizar esta PQS debe verificarse su adecuada condición.

Después de recargados los extintores presurizados y con agente auto expelente (CO_2), deben ser sometidos a una prueba de verificación de fugas.

Prueba hidrostática.

Frecuencia

a) Extintores de CO_2: Cada 5 años
b) Extintores de PQS: Cada 12 años
c) Extintores halógenos: Cada 12 años
d) Cilindros de Nitrógeno, Argón, CO2 o cápsulas de agente inerte utilizados como agente expelente: Cada 5 años, excepto los de diámetro inferior a 2” y 2 ft de longitud que están exentos de prueba hidrostática. Presión de prueba 5/3 de la presión de servicio estampada en el cilindro.
e) Los extintores provistos de manguera con válvula de cierre en la boquilla de descarga, deben realizársele prueba hidrostática a la manguera al mismo intervalo de tiempo del extintor en el cual esta instalada.
f) Las mangueras de los extintores de CO2 deben probarse a 1250 PSI
g) Las mangueras de los extintores de PQS, agua, halón deben probarse a 300 PSI o a la presión de servicio si esta es mayor.
h) Los accesorios de los extintores rodantes que trabajan a baja presión deben probarse a 300PSI y los accesorios que trabajan a alta presión deben probarse a 3000PSI.
i) Debe mantenerse un registro de las pruebas hidrostática, con el protocolo de prueba de cada extintor.
j) Se deberá solicitar al proveedor del servicio la factura del servicio donde se indique el tipo de servicio realizado, fecha y cantidad de servicios realizados. Así también se solicitar un certificado de proveedor autorizado para realizar estos trabajos y un reporte del trabajos efectuados. Se deberá mantener el registro de estos servicios para soportar ante autoridades que lo soliciten y para la certificación anual de la estación.

III.3 MEDIDAS PREVENTIVAS.

Las medidas preventivas para reducir las situaciones de riesgo consiste en la aplicación de Programas de Mantenimiento, Medidas de Seguridad, Procedimientos operativos, Control de Riesgos y la implementación de Planes para Emergencia, los cuales son necesarios para llevar a cabo las siguientes actividades:

- Reducir al mínimo y limitar los peligros y consecuencias resultantes de una emergencia en instalaciones industriales del transporte de gas;
- Establecer los pasos a seguir en caso que ocurra un accidente/incidente;
- Estar preparado en cualquier momento para actuar rápida y adecuadamente ante cualquier accidente/incidente que se presente;
- Responder con acciones predeterminadas y coordinadas en vista de mantener el control del sistema;
- Minimizar el impacto del accidente/incidente a todos los interesados en el normal desenvolvimiento de la compañía;
- Asegurar que toda persona lesionada reciba la adecuada atención médica; y
- Determinar las causas del accidente/incidente y aprender de las mismas como reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

Manuales de Operación y Mantenimiento

Manual de Operación Y Mantenimiento.

Objetivo.

Que el personal a cargo de la instalación de aprovechamiento tenga conocimiento pleno de la red respecto a cada componente de la misma, para lograr que la instalación de aprovechamiento se mantenga dentro de los límites permisibles de operabilidad, dicha línea de gas abastece 2000 m3/h de Gas Natural, con una presión de operación de 6.33 Kg/cm2 (90 psi) menor a los 689.48KPa (7.0 Kg/cm2).

Alcance.

Todas las líneas que conducen gas natural, desde la válvula de seccionamiento después del equipo de descompresión hasta la válvula de corte antes de cada uno de los equipos de consumo de gas natural, deben contar con los manuales de operación y mantenimiento de cada uno de ellos, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes.

Definición.

Se define por Manual de Operación y Mantenimiento a la mecánica de seguimiento para revisar y ejecutar una o varias acciones que nos permitan realizar un buen desempeño de nuestras instalaciones.

Referencia.

Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010 Instalaciones de Aprovechamiento de Gas Natural.

Responsabilidades.

Es responsabilidad del jefe de mantenimiento la revisión periódica de la instalación de aprovechamiento, así como el departamento de Producción, para la ejecución y supervisión de los trabajos de mantenimiento, cumpliendo con las actividades programadas.

Desarrollo.

A. Tener disponibles los planos actualizados de la red general, plano de planta y plano isométrico de la instalación de aprovechamiento; desde la caseta de regulación hasta los equipos de consumo de gas natural.

B. Conocer toda la instalación de aprovechamiento físicamente desde la caseta de regulación hasta las válvulas de corte antes de cada equipo de consumo.

Revisión.

El manual de operación y mantenimiento se revisará anualmente entre el jefe de Producción y Mantenimiento para actualizarlo en caso necesario y conforme a los incidentes/accidentes reportados en el año anterior al de revisión.

Asimismo, el jefe de mantenimiento es responsable del cumplimiento y ejecución del programa de mantenimiento para garantizar el buen funcionamiento de la instalación de aprovechamiento de gas natural.

Conservación.

Durante la operación de conservación, se revisará el desgaste sufrido por los elementos de regulación y seguridad; también se incluyen los trabajos de mantenimiento, limpieza, pintura y las adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a la normativa vigente.

Componentes.

Estación de descompresión y Medición.

Es propiedad de OXITENO MÉXICO, S.A. de C.V. la Estación de Descompresión y Medición (EDM) consta de un sistema de regulación y medición, accesorios de seguridad, así como manómetros a la entrada y salida indicando las presiones, resultado de los cálculos para satisfacer las demandas de la industria.

A partir de la salida del medidor localizado en la estación de descompresión y medición (EDM), es competencia del usuario hacer buen uso de la instalación.

La presión de salida del gas natural de la EDM es de 6.33 Kg/cm2g (90 psi).

Tubería.

Las tuberías son parte fundamental de las instalaciones de aprovechamiento y deben tener el diámetro apropiado para poder proporcionar suficiente gas para abastecer a los aparatos de consumo de que consta un sistema y debe cumplir por debajo de las velocidades y caídas de presiones máximas permisibles.

Toda tubería que se instale de cualquier diámetro nominal debe ser de acero al carbón sin costura en casi de las tuberías iguales o por debajo 1½“ deben ser CED 80 y las que sean mayores deben ser CED 40, y estas tuberías no debe causar riesgos a ninguna persona o propiedad en circunstancias ordinarias además de sebe dar cumplimiento al ASME B31.8 Código de Tuberías de Transporte y Distribución de Gas. Es de gran responsabilidad instalar una tubería que conduzca gas natural a diferentes presiones de acuerdo al proyecto y calculo, la calidad de los materiales, las conexiones que se van a usar, el ensamble correcto, los materiales de unión para esos ensambles y los accesorios de control y seguridad. Para obtener buenos resultados en el funcionamiento.

Válvulas.

Las válvulas de control se utilizan para diferentes usos y presiones y es necesario conocer sus diferentes aplicaciones con el fin de saber su mecanismo. En general, su dirección de cierre es en el sentido de rotación de acuerdo a las manecillas del reloj. Entre las de uso común para gas natural son las siguientes:

- Válvula de paso
- Válvulas de bola o de apertura - cierre rápido
- Válvula macho lubricada
- Válvula de globo

Es necesario que el personal involucrado en la operación y el mantenimiento de la instalación de aprovechamiento tengan conocimiento de la ubicación de todas y cada una de las válvulas de cierre, así como la función de estas, en el caso de abrir o cerrar el flujo de gas hacia las diferentes derivaciones que conducen a los aparatos de consumo. Para una rápida acción en caso de emergencia.

Todas las válvulas de corte general, seccionamiento y las que se localicen antes de cada equipo de consumo y/o instrumento que formen parte de la instalación de aprovechamiento deben de estar identificadas en los planos isométricos.

Una válvula en condiciones normales de funcionamiento no debe presentar problema al abrir o cerrar: si este fuera el caso se deberá lubricar o reponerse por una nueva.

El operador deberá cerciorarse de que no haya fuga, utilizando jabonadura liquida o un detector de fugas, como un exposímetro.

Reguladores.

Los reguladores son de vital importancia para el funcionamiento de las líneas de conducción de gas, estos se clasifican en:

- Reguladores de primera etapa (alta presión) –Rango de uso 10 kgf/cm2 – 6.5 kgf/cm2.

  - Reguladores de segunda etapa (alta presión, reductores de presión) –Rango de uso 6.5 kgf/cm2 -2 kgf/cm2.
  - Reguladores de tercera etapa (baja presión) – menores de 2 kg/cm2.

Se deben de seleccionar conforme a las especificaciones del fabricante de cada equipo de consumo.

Los reguladores que cuentan con diafragma están dotados de un orificio para adaptar un tubo de venteo o desfogue, el cual se orienta hacia el exterior del recinto, que en caso de existir ruptura del diafragma, los gases producto del flujo se disipen con facilidad, al ocurrir esto la presión dará aviso inmediatamente de que no hay flujo suficiente, parando automáticamente el equipo de consumo.

Cuando el diafragma presente picaduras, están dan origen a fugas que pueden ser detectadas en el tubo de venteo utilizando un detector de fugas.

Quemadores.

Los equipos de consumo utilizan quemadores de dos tipos:

- Quemadores atmosféricos. Usan gas y aire del medio ambiente.
- Quemadores gas – aire. Usan gas y aire inducido por medio de ventiladores o tubos ventiladores, pasando por un mezclador, haciéndola rica en poder calorífico.
- Quemadores duales. Pueden usar dos tipos de combustibles diferentes como puede ser Diésel y Gas Natural.

NOTA: Cabe mencionar que los quemadores serán duales, esto debido a que, en caso de no tener suministro de gas natural por alguna eventualidad, se tendrá la flexibilidad de usar Diésel.

Pilotos.

Los pilotos cumplen la función de pre-encendido en los quemadores preparando la temperatura mínima de encendido de los mismos, están apoyados en una bujía que emite una chispa para iniciar la ignición, se recomienda seguir las instrucciones del fabricante.

Accesorios de Seguridad y Control.

Dependiendo del trabajo a desarrollase los aparatos de consumo están equipados con diferentes accesorios entre los cuales son:

- Válvulas de corte automático por falla de presión.
- Gobernador a cero.
- Transformador de ignición.
- Controlador de flama.
- Regulador modulador.

- Válvula de corte manual.
- Válvula de Corte automático
- Válvulas de alivio o relevo de presión

Abajo se muestra listado de Válvulas e Instrumentos del sistema:

Tabla 20. Descripción de Válvulas e instrumentos de seguridad y control.

TAG	Descripción	Línea	Plano
PI-221	Indicador de Presión de línea principal	3"-NG-2001-C1P1	DTI-GN-001
PI-222	Indicador de Presión posterior a PCV-203	4"-NG-2002-C1P1	DTI-GN-001
PI-223	Indicador de Presión posterior a PCV-204	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
PI-225	Indicador de Presión posterior a PCV-208	1/2"-NG-2005-C1P1	DTI-GN-001
PI-226	Indicador de Presión posterior a PCV-212	6"-NG-2007-C1P1	DTI-GN-001
PI-228	Indicador de Presión posterior a PCV-219	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PIT-200	Indicador Transmisor de Presión de línea principal	3"-NG-2001-C1P1	DTI-GN-001
PSH-200	Switch de alta presión para Caldera BC-200A	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
PSH-230	Switch de alta presión para Caldera BC-230	6"-NG-2008-C1P1	DTI-GN-001
PSH-212	Switch de alta presión para Caldera BH-212	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PSL-200	Switch de Baja presión para Caldera BC-200A	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
PSL-230	Switch de Baja presión para Caldera BC-230	6"-NG-2008-C1P1	DTI-GN-001
PSL-212	Switch de Baja presión para Caldera BH-212	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PCV-202	Válvula anti-sísmica línea principal de 3 pulg. nominal	3"-NG-2001-C1P1	DTI-GN-001
HV-201	Válvula de corte on-off de la línea principal para falla de 3 pulg. nominal	3"-NG-2001-C1P1	DTI-GN-001
HV-205	Válvula de corte on-off a quemador BC-200A de 4 pulg. Nominal	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
PY-207	Válvula de corte on-off a quemador BC-200A de 4 pulg. Nominal	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
HV-213	Válvula de corete on-off a quemador BC-230 de 4 pulg. Nominal	6"-NG-2008-C1P1	DTI-GN-001
PY-215	Válvula de corete on-off a quemador BC-230 de 4 pulg. Nominal	6"-NG-2008-C1P1	DTI-GN-001
HV-221	Válvula de corte on-off a quemador BH-212 de 2 pulg. Nominal	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PY-223	Válvula de corte on-off a quemador BH-212 de 2 pulg. Nominal	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
VM-200	Válvula Motorizada BC-200A de 4 pulg. Nominal	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001
VM-230	Válvula Motorizada BC-230 de 4 pulg. Nominal	6"-NG-2008-C1P1	DTI-GN-001
VM-212	Válvula Motorizada BH-212 de 2 pulg. nominal	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PCV-208	Válvula reguladora de presión de 2 kg/cm2g a 0.0.088 kg/cm2g para Piloto BC-200A de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2005-C1P1	DTI-GN-001
PCV-219	Válvula reguladora de presión de 2 kg/cm2g a 0.127 kg/cm2g para Quemador BH-212 de 2 pulg. Nominal	2"-NG-2011-C1P1	DTI-GN-001
PCV-204	Válvula reguladora de presión de 2 kg/cm2g a 0.132 kg/cm2g para Piloto BC-200A de 4 pulg. Nominal	4"-NG-2004-C1P1	DTI-GN-001

TAG	Descripción	Línea	Plano
PCV-212	Válvula reguladora de presión de 2 kg/cm2g a 0.255 kg/cm2g para Quemador y Piloto BC-230 de 4 pulg. Nominal	6"-NG-2007-C1P1	DTI-GN-001
PCV-203	Válvula reguladora de presión de 6.32 kg/cm2g a 2 kg/cm2g para cabezal general de 4 pulg. Nominal	4"-NG-2002-C1P1	DTI-GN-001
PY-210	Válvula solenoide a desfogue de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2012-C1P1	DTI-GN-001
PY-206	Válvula solenoide a desfogue de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2013-C1P1	DTI-GN-001
PY-217	Válvula solenoide a desfogue de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2014-C1P1	DTI-GN-001
PY-214	Válvula solenoide a desfogue de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2013-C1P1	DTI-GN-001
PY-222	Válvula solenoide a desfogue de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2017-C1P1	DTI-GN-001
PY-209	Válvula solenoide a piloto BC-200A de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2005-C1P1	DTI-GN-001
PY-211	Válvula solenoide a piloto BC-200A de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2005-C1P1	DTI-GN-001
PY-216	Válvula solenoide a piloto BC-230 de 1/2 pulg. Nominal	1/2"-NG-2009-C1P1	DTI-GN-001
PY-218	Válvula solenoide a piloto BC-230 de 1/2 pulg. nominal	1/2"-NG-2009-C1P1	DTI-GN-001
FI-201	Medidor de Flujo tipo Turbina para Gas Natural	3"-NG-2001-C1P1	DTI-GN-001

Actualmente todos los fabricantes de hornos, calderas, sacadoras, etc, cuentan con todos los accesorios de control y seguridad ya instalados en un tren de válvulas de cada aparato de consumo, (ver especificaciones y recomendaciones de fabricante para cada equipo de consumo).

Ventiladores.

Los ventiladores tienen la función de inyectar aire a los quemadores con el propósito de hacer una rica mezcla con el gas y asimismo aumentar el poder calorífico.

Durante el proceso de arranque de una caldera sirve para realizar el barrido o rugado del sistema y con ello evitar la acumulación de gases y pueda generar una explosión.

Aspectos Básicos en la Operación de los Aparatos de Consumo.

Operación para prevención de accidentes.

En el proceso de combustión es necesario analizar los sistemas de control de flama que están actualmente en servicio a fin de abrir el máximo de seguridad a los sistemas de combustión en los hogares de los hornos, secadoras y calderas.

Supervisión y control de Flama.

En un sistema que detecta la presencia o ausencia de flama en uno o varios quemadores, mientras la flama esté presente en los quemadores, el sistema permitirá el flujo del combustible el sistema supervisor prevendrá la ignición hasta que las condiciones para una combustión controlada estén satisfechas.

El sistema de control debe cumplir con las siguientes funciones:

1. Revisar que existan las condiciones apropiadas para una buena combustión. (Presión de operación de trabajo correcta del quemador).
2. Dar la secuencia de una ignición controlada.

Concretando, un sistema de supervisión de flama, activa y monitorea un proceso de combustión, además la función del sistema debe prevenir las condiciones que puedan conducir a un accidente desastroso, una explosión que destruya las instalaciones con pérdida de producción o incluso vidas.

¿Que constituye una explosión?

Se debe a la acumulación de combustibles sin quemar durante un periodo de suspensión. El combustible entra en la cámara de combustión proveniente de una fuga durante la suspensión, se puede acumular quedando una mezcla de aire – gas fuera del rango de inflamabilidad.

Añadiendo aire y encendido esta mezcla tal como:

- Por el encendido del horno sin efectuar el purgado.
- Reencendido sin purgar.

Causas de Explosión.

1. Fuga de combustible durante el corte de servicio.
2. Apagado de un quemador durante operación.
3. Reencendido después de que se apaga la flama.
4. Repetido intento de encendido.
5. Control pobre.
6. Falta de Mantenimiento a equipos, líneas e instrumentos.

Los códigos que dirigen al hecho de que se deben monitorear ciertos parámetros y no se permitirá el encendido si éstos parámetros están fuera de rango apropiado, interruptores sensibles o límites deben verificar que cada parámetro crítico tal como el aire de combustión fluyendo, que está sobre un nivel mínimo de presión del gas, debe estar arriba de un nivel mínimo para la operación del sistema y bajo de un nivel máximo de seguridad en la operación.

- Hornos y hogares que operan a presión aproximada a la atmosférica y bajo 1400°F Clasificados como tipo A.
- Hornos y hogares que operan a presión sobre la atmosférica y temperaturas que excedan los 1400°F clasificados como tipo B.

Todos los códigos establecen la importancia de proveer un tiempo de ventilación para limpiar el horno de cualquier acumulación de combustible sin quemar. Todas las normas indican que un mínimo de 4 cambios de volumen del horno o 4.00m3 de aire por cada metro cúbico de volumen del horno, tenga un purgado propio, previos al intento de encendido.

- Purgado 4 cambios de aire del volumen del horno.

- Intento de ignición. Menos de 15 segundos o menos del 25% bajo los límites de explosión.
- Nunca más de 60 segundos.

El tiempo de encendido en gas debe ser menor de 15 segundos. Solo bajo las siguientes condiciones se puede aumentar:

- Que el tiempo de ignición no se admita más flujo de combustible al horno que puede llegar al 25% del límite mínimo de explosividad. El límite mínimo de explosividad para gas es aproximadamente 5% de la relación de aire – gas y una cuarta parte de éste no llevará más del 1% del volumen del horno si el tiempo pasa de 15 segundos.
- Una autorización por escrito hecha por la autoridad que tenga justificación.
- El tiempo del encendido no exceda de 60 segundos.
- El requerimiento de normas de seguridad para sistemas eléctricos. La NFPA establece exigentemente que cada quemador supervise la flama mediante un sistema electrónico aprobado.
- Que tenga un tiempo de respuesta de 4 segundos o menos y que el sistema electrónico de supervisión de la flama esté eslabonado con el circuito de seguridad.

NFPA exige la necesidad de un control límite de temperatura por exceso en caso de falla del control se llegue a temperaturas inconvenientes este debe ser un equipo con restablecimiento manual.

Establece que los circuitos de control sean de una sola fase con una sola línea aterrizada y el circuito de protección en la otra. Todos los circuitos deben ser de 120 volts.

Las Normas enfatizan la importancia de contar con un piloto de flama confiable, asimismo se enfatiza que el uso de pilotos con flama es preferible a una chispa de ignición al quemador principal y que los pilotos deben mantenerse encendidos en el tiempo que el quemador trabaje.

Las Normas permiten que se mantengan encendidos sólo durante la operación del horno y pilotos que se interrumpan apagándose después que el quemador principal se enciende.

Podemos hacer un resumen de los requisitos que solicitan las Normas en la sección de Seguridad como sigue:

1. Debe monitorear temperatura y presiones críticas.
2. Debe purgar la cámara de combustión.
3. Debe iniciar el ciclo del encendido.
4. Debe sentir la flama del piloto y/o a flama principal.
5. Debe operar la válvula principal del combustible.
6. Debe de interrumpir el piloto.
7. Debe cortar cuando la flama disminuye.

8. Debe cortar si el intento de ignición fallo.

Si el sistema de monitoreo o control de falla en sentir la flama entonces debe cortar las válvulas en un tiempo de 2 a 4 segundos, además a las operaciones de proporcionar un ciclo post purga.

Debe tener la posibilidad de operar piloto interrumpible, puede controlar señales de fuego alto y bajo, forzando el control del motor totalmente abierto para el ciclo de purga y hacerlo casi cerrar para el ciclo de ignición. El control de flama debe poder procesar una señal continua o dinámica, señal auto verificable del detector de flama.

Operaciones de Conservación.

Se revisará el grado de desgaste sufrido por elementos de regulación, medición y seguridad, también se incluyen los trabajos de mantenimiento, pintura, limpieza y la adecuación de las instalaciones a la normativa vigente

Conservación Integral.

Instalación.

Se efectuará el mantenimiento preventivo a los siguientes elementos.

a) Se debe hacer una medición de espesores en diferentes puntos del sistema.
b) Válvulas de seguridad de escape (VES). Desmontar el conjunto verificando el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles; ajustar a la presión prevista en el plan de operación y se comprobará su ajuste.
c) Reguladores. Esta operación puede ser reemplazada por la sustitución del regulador existente por otro que haya sido verificado previamente en taller; una vez montado se deberá ajustar a la presión de salida en el plan de operación, verificando su ajuste a través del registrados gráfico, si existiese, de lo contrario se hará con un manómetro apropiado colocando en alguna toma de la parte de baja presión; comprobar la hermeticidad y presión de cierre a caudal nulo; comprobar el estado de las tomas de impulso y uniones, así como también la inexistencia de fugas en las uniones.

Pintura y señalamientos en las instalaciones.

Se realizará cada vez que sea necesario sin exceder un año.

Válvulas.

OPERACIÓN DE VIGILANCIA Y OPERACIÓN DE REVISIÓN.

SEMESTRAL: se realizará el mantenimiento preventivo frente a la corrosión de elementos metálicos móviles de las válvulas, se comprobará la maniobrabilidad de las válvulas (abrir y cerrar) y se procederá a engrasar en los modelos que así lo ameriten.

Se realizará una inspección visual de los elementos que integran cada una de las válvulas instaladas, y se corroborará la ubicación de las mismas con respectos a los planos

correspondientes. De igual manera se asegurará el acceso a la válvula y se comprobará la inexistencia de fugas en el cuerpo y uniones de la misma.

OPERACIÓN DE CONSERVACIÓN.

Siempre que sea necesario se procederá a la pintura de las válvulas; la pintura se realizara por lo menos una vez al año.

Resumen de operaciones y Procedimientos.

A continuación, resumiremos las tareas mínimas a realizar durante las diferentes operaciones.

Operación de Vigilancia.

Inspección visual general del recinto de las redes y de los elementos constitutivos de las mismas; Equipo Integrado de Descompresión, medidor, manómetros, reguladores, válvulas de relevo y válvulas de seccionamiento.

Comprobar la inexistencia de fugas en uniones, por el método de aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura) y/o detector de fugas (explosímetro).

Operación de Revisión.

Generales.

- Inspección visual del exterior de toda la red principal, registros de válvulas y otras instalaciones exteriores.
- Comprobar visualmente la ausencia de corrosión en todos los elementos de la red.
- Comprobar el estado de la pintura.

Reguladores.

- Revisar la presión del regulador.
- Comprobar la hermeticidad y presión de cero flujo.
- Comprobar el estado de las tomas de señales y conectores así como la inexistencia de fugas en las uniones.

Medidor.

- El sistema de medición se encuentra dentro del sistema de descompresión.
- Revisar la medición del equipo de medición.
- Comprobar la inexistencia de fugas en las uniones.

Válvula de la línea de regulación.

Comprobar su maniobrabilidad y la inexistencia de fugas en las uniones del cuerpo y en la prensa– estopa del eje o vástago, engrase de la válvula en caso necesario (ver especificaciones de fabricante).

Inicio de operaciones.

Puesta en marcha.

Puesta en marcha, operación normal.

Verificar que todas las válvulas que permiten el flujo a los aparatos de consumo estén cerradas.

- Abrir todas las válvulas de la instalación de aprovechamiento de modo tal que exista un flujo libre a través de esta.
- Accionar las válvulas de la Estación de Descompresión y Medición de la planta y de los puntos de interconexión con la línea principal. posteriormente las válvulas y respectivamente.
- Abrir las válvulas de corte antes de cada equipo de consumo para iniciar su operación.

Paro de la línea.

Siempre que se requiera el paro de la instalación de aprovechamiento de gas de la compañía se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Cerrar las válvulas de control de presión de la estación de descompresión.
- Abrir, o no cerrar las válvulas y de los equipos que estén operando.
- Permitir la combustión de gas a través de los aparatos de consumo en operación del área o tramo que corresponda.
- Verificar con un Explosímetro que no haya mezcla explosiva en el área o tramo en donde se va trabajar.

Paro de los equipos de consumo.

Siempre que se requiera el paro de un equipo de consumo por cuestiones de mantenimiento se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Cerrar la válvula de seccionamiento primero.
- Abrir, o no cerrar las válvulas y del equipo que esté operando.
- Permitir la combustión de gas a través del equipo de consumo en operación del área o tramo que corresponda.
- Verificar con un Explosímetro que no haya mezcla explosiva en el área o tramo en donde se va trabajar.

Después de una reparación.

- Verificar que todas las válvulas que permiten el flujo a los aparatos de consumo estén cerradas
- Abrir las válvulas que permitan el flujo de gas al tramo de tubería que fue reparada
- Verificar con jabonadura y/o explosímetro que no exista fuga en el tramo reparado.
- Realizar el encendido normal del equipo(s) conforme a especificaciones del fabricante.

Localización Del Punto De La Instalación Que Presenta Mayor Riesgo.

Asimismo la estación de regulación y medición, debido a que es el punto de mayor concentración de flujo de gas natural.

Programa De Mantenimiento Preventivo De La Instalación De Aprovechamiento De Gas Natural.

Objetivo.

Definir la descripción y periodicidad de las actividades a realizar para mantener en buen estado la operación de las instalaciones de aprovechamiento

Actividades mensuales.

Periodicidad: Una vez al mes o antes, en caso de ser necesario. Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Inspección visual del estado general de los componentes de la instalación, para identificar posibles daños o alteraciones en su estructura física.
- Sustitución o reparación de equipo o componentes afectados.
- Revisión de tubería adosada a muros y/o techos.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.

Actividades Trimestrales.

Periodicidad: Una vez cada tres meses o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento.

Actividades:

- Revisión general de las líneas de alimentación y equipos de consumo, con detector de fugas (explosímetro) y/o aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura).
- Corrección de fugas detectadas.
- Revisión de la correcta operación de los límites de presión.
- Revisión de reguladores (fugas, presión, diafragma).
- Corrección de fugas en reguladores y ajustes de presión.
- Reapriete de mecanismos de ajuste de flujo de aire.
- Limpieza de bujías y detectores de falla de flama.
- Limpieza de filtro de turboventilador y del gas.
- Registro de eventos y resultados en bitácora

Actividades Anuales.

Periodicidad: Una vez cada año o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Limpieza de boquillas y espreas de quemadores y pilotos.

- Limpieza general exterior de tuberías, válvulas, reguladores, manómetros y demás accesorios de los equipos de consumo.
- Carburación de quemadores y pilotos.
- Contratación de pirómetros y graficadores.
- Cambio de elementos de termopares.
- Verificación de operación de relevadores de falla de flama.
- Revisión del estado y reemplazo de ser necesario, de diafragmas y resortes de reguladores de presión, reguladores proporcionales, válvulas de seguridad y válvulas solenoides.
- Medición de espesores de pared de la tubería.
- Pintura general de las tuberías de aprovechamiento de gas natural.
- Verificación de la correcta operación de las válvulas manuales.
- Reparación o cambio de válvulas manuales, en caso de ser necesario.
- Cambio de baleros al motor de turboventilador.
- Inspección del estado de soportes y abrazaderas, así como material aislante entre estas y la tubería.
- Revisión del sistema contra incendio
- Registro de eventos y resultados en bitácora.
- Realizar Verificación de la instalación de aprovechamiento con los servicios de una Unidad de Verificación en materia de gas natural.

Actividades quinquenales.

Periodicidad: Una vez cada 5 años o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Prueba de hermeticidad a la línea de aprovechamiento de gas natural en presencia de una
- Unidad de Verificación.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.

Actividades cada diez años.

Periodicidad: Una vez cada 10 años o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento.

Actividades:

- Cambio de reguladores de presión y proporcionales.
- Cambio de diafragma y/o repuesto de válvulas de seguridad y solenoides.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.

En todos los casos es necesario consultar manuales de operación de los equipos de consumo para mantenimiento especifico de los mismos.

Este Manual de Operación y Mantenimiento debe revisarse cada año para comentarios y/o modificaciones.

Plan Integral de Seguridad y Protección Civil.

Características del plan integral de seguridad.

a) Actualización de planos para la localización precisa de la instalación de aprovechamiento, de las válvulas de seccionamiento, estaciones de descompresión que consta de un sistema de regulación y de medición, en su caso y demás componentes.
b) Capacitación de los trabajadores en aspectos de seguridad en la operación y mantenimiento de la instalación de aprovechamiento.
c) Mantenimiento preventivo de la instalación de aprovechamiento.
d) Detección de fugas mediante la revisión detallada de toda la instalación de aprovechamiento de manera sistemática y documentada, por lo cual se emplearán los métodos de detección por medio de exposímetro y/o aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura), en uniones, válvulas, accesorios y equipos de consumo.
e) Elaboración e instrumentación de procedimientos para el trabajo en líneas vacías y vivas para la supresión y reparación de fugas.

Objetivo.

Crear conciencia al personal que opera, tanto la instalación de aprovechamiento como los equipos de consumo que usan el gas natural como fuente de energía, tomando las medidas de seguridad para dichas actividades de operación y mantenimiento de la instalación.

Programa de capacitación. Expositor: INSTRUCTOR

Tema del curso de capacitación:

Uso y manejo del gas natural de las instalaciones de aprovechamiento de OXITENO MEXICO, S.A. DE C.V.

Fecha propuesta: Marzo 2020.

Duración: 2hrs.

Temario:

- Que es el gas natural.
- Plan de prevención de riesgos.
- Identificación de las válvulas de seguridad; (físicamente en planta y localización en planos isométricos).
- Secuencia de encendido y paro de la instalación.
- Monitoreo de la instalación en condiciones de trabajo normal.
- Simulacro de fuga (detección, control y reparación).

Procedimiento para la detección de fugas de gas en línea de conducción de instalaciones industriales.

Objetivo.

Prever posibles fugas de gas natural.

Alcance.

En todas las líneas de gas natural desde la Estación de descompresión hasta los equipos de consumo.

Gas Natural.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros donde predomina el metano (CH4) de un 88 a 95% de concentración de volumen.

El gas natural no tiene color, olor, ni sabor por lo que normalmente se agrega un odorizante (perfume) etil mercaptano, con la finalidad de advertir su presencia en caso de fugas, cabe señalar que el distribuidor es el encargado de odorizar el gas natural.

Definición.

Se entiende por fuga de gas, el fluido que sale de su cauce a través de la tubería, regulador, quemador o de cualquier accesorio destinado para la conducción del mismo; con el detector de fugas (explosímetro) y/o aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura), se realiza la inspección para saber el porcentaje de concentración y el origen de la fuga.

Referencia.

Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010, Punto 13.2

Responsabilidades:

Es responsabilidad del Jefe de mantenimiento y seguridad a cargo de la instalación de aprovechamiento, la ejecución periódica de acuerdo al programa preventivo de mantenimiento, así como la verificación y registro en el libro de la bitácora correspondiente.

Desarrollo.

- Con ayuda del detector de gas (explosímetro) y/o la solución tenso activa (jabonadura), se procede a la detección en uniones, válvulas, equipos de consumo y accesorios.
- Se deberá rastrear la tubería a todo lo largo de la misma y en sus cuatro puntos cardinales.
- En tuberías adosadas a las paredes; se realizará abarcando como mínimo 180°.
- El indicador nos permitirá saber si hay presencia de gas, en caso afirmativo medir la concentración catalogando el grado de fuga.

En caso de presentar peligro de explosión, se debe tomar las siguientes acciones:

a) Cerrar la válvula inmediatamente anterior, la válvula de seguridad dependiendo del ramal, considerando la dirección del flujo del gas.
b) Ventilar inmediatamente el área para disipar en su totalidad el gas existente.
c) No encender aparatos eléctricos ni alumbrado.
d) Reportar al Jefe de mantenimiento en turno para tomar la acción correctiva.

Procedimiento para reparaciones y ampliaciones de la instalación de aprovechamiento e instalación de equipos de consumo adicionales.

Objetivo.

Que el personal realice las reparaciones y ampliaciones minimizando los riesgos de accidentes.

Alcance.

En todas las líneas que conducen gas natural, desde la estación de Descompresión.

Definición.

Se define por reparación, cualquier modificación para restaurar o corregir cualquier deficiencia que haya afectado el buen funcionamiento de la instalación.

Se define por ampliación, cualquier modificación que altere o introduzca nuevas líneas, equipos (adición o cambio de diseño), instrumentos (adición o cambio de diseño), procedimientos (modifica alguna acción/rutina operativa) para mejorar el funcionamiento y/o seguridad de la instalación.

Referencias.

Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010, Punto 11

Responsabilidades:

Es responsabilidad del Jefe de mantenimiento y seguridad a cargo de la instalación de aprovechamiento, la ejecución periódica de acuerdo al programa preventivo de mantenimiento, así como la verificación y registro en el libro de la bitácora correspondiente.

Desarrollo.

Condiciones Básicas.

- Los trabajos en líneas vacías para la supresión y reparación de fugas, solo se realiza por personal calificado.
- Las reparaciones no urgentes, se ejecutan en horarios que minimicen los riesgos accidentales y no interrumpan las demás actividades de la planta.
- Cuando se operen tuberías que contiene gas, se deben de acatar las siguientes recomendaciones sin excepción alguna.
- Dar aviso por escrito con 24hrs de anticipación como mínimo, al Jefe del área donde se va a efectuar las reparaciones, con el fin de tomar las medidas necesarias para no afectar las operaciones de trabajo y tener un área limpia para hacer los trabajos de reparación.

Condiciones previas.

- No fumar.
- No tener aparatos de consumo en operación o cualquier fuente que pueda producir calor o flama.
- Si las condiciones naturales de iluminación no permiten una visibilidad adecuada, se emplearán lámparas e interruptores a prueba de explosión.
- Se cerrarán las válvulas de corte antes de la instalación a reparar dejando que el combustible remanente se consuma y dando el tiempo necesario para que los equipos de consumo no generen más flama.
- Se cerrarán las válvulas de corte antes de cada equipo de consumo.
- Los cortes de tubería con diámetros menores a 38.1mm se podrán efectuar con medios mecánicos o por medio de equipo de soplete.
- Los cortes de tubería con diámetros mayores de 38.1mm se efectuarán con soplete de corte.
- Aterrizar la tubería en ambos lados del corte debiendo de asegurarse que no existe una mezcla explosiva en el área de trabajo, utilizando equipo detector de fugas (explosimetro).
- Revisar el potencial eléctrico de la tubería de acero y desconectar la fuente antes de ejecutar algún trabajo en la línea.
- Al término de la reparación se procede a realizar pruebas de detección de fugas con solución tenso activa generadora de espuma y/o explosímetro.
- Abrir las válvulas extremas para realizar una purga de aire y poder recibir gas natural, la purga se realiza abriendo moderadamente el tornillo de orificio de purga de la válvula de bola que antecede al aparato d consumo.
- Se debe aplicar pintura de color amarillo, indicando el sentido del flujo del gas natural.

Plan de prevención de riesgos.

El tipo de contingencia que se pudiera ocasionar debido a fugas de gas natural, esto considerando las propiedades físicas del gas natural, como son: no toxico, más ligero que el aire, no daña la flora ni fauna, así como consecuencias adversas a la población.

- Mantenimiento a las instalaciones.
- Creación de una cuadrilla especial de seguridad contra fugas e incendios (El departamento de seguridad será el encargado de desarrollar estas actividades).
- Definición de rutas de evacuación.

Se contará con señalamientos visibles asimismo como publicados en los diferentes medios de información y propaganda interna de la empresa, el departamento de seguridad se encarga de que todos los empleados conozcan las rutas de evacuación.

Plan de control de contingencias.

1. Una contingencia es un evento imprevisto, accidentes o siniestros que, por causa fortuita, error o dolo, ponga en riesgo la seguridad del personal o de las instalaciones.
2. El plan tiene como objetivo informar y orientar al involucrado en la operación y mantenimiento de la instalación de aprovechamiento de gas natural, para tomar las medidas de seguridad necesarias cuando exista alguna emergencia.
3. Políticas para el control de contingencias.
   a) Revisar y en su caso actualizar con mejoras los reglamentos de seguridad dentro de la empresa.
   b) Cumplir con las Leyes, reglamentos, y normas elaborados por dependencias gubernamentales y de la propia organización tendientes a garantizar la seguridad de las personas y de las instalaciones.
   c) Promover el uso adecuado de los recursos y equipos de seguridad.
   d) Mantener en condiciones óptimas los equipos de alto riesgo.
4. Acción en caso de emergencias. Se debe cerrar la válvula de seccionamiento que se localiza a la salida de la estación de descompresión, así como todas las válvulas de las líneas, en caso de incendio no se debe intentar apagar el fuego.
5. Procedimientos de notificación para la movilización del personal.
   a) Se deberá informar al personal capacitado que opere la instalación de aprovechamiento para su movilización de emergencia dentro de la planta, se debe incluir la notificación inmediata al personal adecuado de la industria, al distribuidor de gas natural, a las autoridades locales (bomberos, cruz roja y protección civil), asimismo a las industrias vecinas que pudieran ser afectadas.
   b) Se debe asegurar el sitio donde ocurra la emergencia. Por medio de acordonamientos y evacuación de la planta.
   c) Se debe reparar y restaurar la instalación, teniendo especial atención en la zona donde ocurrió la emergencia.
6. Acciones generales en caso de contingencias.
   a) Contingencia nivel 1, en caso de incendio o explosión
      - Conservar la calma.
      - Notificar tanto al responsable como al personal de planta.
      - Notificar a la brigada de emergencia de la planta.
      - Notificar a los grupos oficiales de emergencia.
      - Dar la voz de alerta y evacuar la planta.
      - Activar válvula de corte general ubicada en la Estación de Descompresión y Medición
      - En caso de ser necesario, advertir a los vecinos.
      - Permitir a los grupos de emergencia internos realizar las labores de corrección.
      - En caso de incendio no controlable coordinar trabajos con bomberos de la zona.

Nota. Un incendio deja de ser controlable si transcurren 20 minutos desde el inicio de la ignición.

b) Contingencia nivel 2, en caso de fuga
    - Conservar la calma
    - Activar válvula de corte general ubicada en la Estación de Descompresión y Medición.
    - Despejar el área
    - Desactivar energía eléctrica en el área circundante de la fuga
    - Ventilar el área en donde se encuentra la fuga
    - Revisar con explosímetro si existe mezcla explosiva en la zona donde ocurrió la fuga, antes de iniciar los trabajos de reparación

Fuga en espacios abiertos, sin incendio.

Proceder a bloquear las válvulas que alimentan la fuga. El gas natural se disipará fácilmente. Tenga presente la dirección del viento. El gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al encontrar una fuente de ignición.

Fuga en espacios cerrados.

Elimine precavidamente fuentes de ignición y prevenga venteos para expulsar las probables fugas que pudieran quedar atrapadas.

Recomendaciones para evitar fugas.

a) Debido a que el gas natural o metano es más ligero que el aire y, por lo tanto, las fugas ascenderán rápidamente a las capas superiores de la atmósfera, disipándose en el aire. Las techumbres deberán tener preventivamente venteos para desalojar las nubes de gas, de lo contrario, lo atraparán riesgosamente en las partes altas.
b) Verificar anticipadamente por medio de pruebas y auditorias que la integridad mecánica – eléctrica de las instalaciones está en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento):
    - Especificaciones de tubería (válvulas, conexiones, accesorios, etc.) y prácticas internacionales de
    - Ingeniería.
    - Detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.
    - Válvulas de operación remota para aislar grandes inventarios, entradas, salidas, etc. En prevención a posibles fugas, con actuadores locales y remotos en un refugio confiable.
    - Redes de agua contra incendio permanentemente presionadas, con sistemas disponibles de aspersión, hidrantes y monitores, con revisiones y pruebas frecuentes.
    - Extintores portátiles.

El personal de operación, mantenimiento, seguridad y contra incendio deberá estar capacitado, adiestrado y equipado para cuidar, manejar, reparar y atacar incendios o emergencias, que deberá demostrarse a través de simulacros operacionales (falla eléctrica, falla de aire de instrumentos, falla de agua de enfriamiento, rotura de ducto de transporte, etc.) y contra incendio.

Actualización de Planos.

Cuando se realicen cambios a la instalación para el aprovechamiento se deberá actualizar el plano correspondiente, así como identificar las válvulas que se hayan colocado en dicha modificación.

Operación de Conservación.

Se revisará el grado de desgaste sufrido por elementos de regulación, medición y seguridad, también se incluyen los trabajos de mantenimiento, pintura, limpieza y la adecuación de las instalaciones a la normativa vigente.

Conservación Integral.

Supervisión y control de Flama.

Se efectuará cada año el mantenimiento preventivo a los siguientes elementos.

a) Tubería. Se debe hacer una medición de espesores en diferentes puntos del sistema.
b) Válvulas de seguridad de escape (VES) que se encuentra incluidos en el sistema de descompresión.

   Desmontar el conjunto verificando el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles; ajustar a la presión prevista en el plan de operación y se comprobará su ajuste efectuando la operación de disparo al menos tres veces; comprobar la hermeticidad del cierre de la válvula.
c) Reguladores. Desmontar el conjunto y verificar el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles. Esta operación puede ser reemplazada por la sustitución del regulador existente por otro que haya sido verificado previamente en taller; una vez montado se deberá tarar a la presión de salida en el plan de operación, verificando su ajuste a través del registrados gráfico, si existiese, de lo contrario se hará con un manómetro apropiado colocando en alguna toma de la parte de baja presión; comprobar la hermeticidad y presión de cierre a caudal nulo; comprobar el estado de las tomas de impulso y uniones, así como también la inexistencia de fugas en las uniones.

Pintura y señalamientos en las instalaciones.

Se realizará cada vez que sea necesario sin exceder un año.

Válvulas.

Operación de vigilancia y operación de revisión.

ANUALMENTE: se realizará el mantenimiento preventivo frente a la corrosión de elementos metálicos móviles de las válvulas, se comprobará la maniobrabilidad de las válvulas (abrir y

cerrar) y se procederá a engrasar en los modelos que así lo ameriten. También se precederá a la desinsectación de los registros de válvulas.

Se realizará una inspección visual de los elementos que integran cada una de las válvulas instaladas, y se corroborará la ubicación de las mismas con respectos a los planos correspondientes. De igual manera se asegurará el acceso a la válvula y se comprobará la inexistencia de fugas en el cuerpo y uniones de la misma.

Operación de conservación.

Siempre que sea necesario se procederá a la pintura de las válvulas; la pintura se realizara por lo menos una vez al año.

Resumen de Operaciones y Procedimientos.

A continuación, resumiremos las tareas mínimas a realizar durante las diferentes operaciones anteriormente definido en el Manual de Operación y Mantenimiento.

Operación de vigilancia.

Inspección visual general del recinto de las redes y de los elementos constitutivos de las mismas; medidores, manómetros, reguladores y válvulas de seccionamiento.

Comprobar la inexistencia de fugas en uniones, por el método de aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura) y/o detector de fugas (explosímetro).

Operación de Revisión.

Generales:

- Inspección visual del exterior de toda la red principal, registros de válvulas y otras instalaciones exteriores.
- Comprobar visualmente la ausencia de corrosión en todos los elementos de la red.
- Comprobar el estado de la pintura.

Reguladores:

- Revisar la presión del regulador.
- Comprobar la hermeticidad y presión de cero flujo.
- Comprobar el estado de las tomas de señales y conectores, así como la inexistencia de fugas en las uniones.

Medidores:

- Revisar la medición del equipo de medición.
- Comprobar la inexistencia de fugas en las uniones.

Válvula de la línea de regulación:

- Comprobar su maniobrabilidad y la inexistencia de fugas en las uniones del cuerpo y en la prensa – estopa del eje o vástago, engrase de la válvula en caso necesario (ver especificaciones de fabricante).

Programa de Mantenimiento Preventivo de la Instalación de Aprovechamiento de Gas Natural.

Objetivo.

Definir la descripción y periodicidad de las actividades a realizar para mantener en buen estado la operación de las instalaciones de aprovechamiento.

Actividades mensuales.

Periodicidad: Una vez al mes o antes, en caso de ser necesario. Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Inspección visual del estado general de los componentes de la instalación, para identificar posibles daños o alteraciones en su estructura física.
- Sustitución o reparación de equipo o componentes afectados.
- Revisión de tubería adosada a muros y/o techos.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.

Actividades Trimestrales.

Periodicidad: Una vez cada tres meses o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento.

Actividades:

- Revisión general de las líneas de alimentación y equipos de consumo, con detector de fugas (explosímetro) y/o aplicación de solución tenso activa generadora de espuma (jabonadura).
- Corrección de fugas detectadas.
- Revisión de la correcta operación de los límites de presión.
- Revisión de reguladores (fugas, presión, diafragma).
- Corrección de fugas en reguladores y ajustes de presión.
- Reapriete de mecanismos de ajuste de flujo de aire.
- Limpieza de bujías y detectores de falla de flama.
- Limpieza de filtro de turboventilador y del gas.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.

Actividades Anuales.

Periodicidad: Una vez cada año o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Limpieza de boquillas y espreas de quemadores y pilotos.

- Limpieza general exterior de tuberías, válvulas, reguladores, manómetros y demás accesorios de los equipos de consumo.
- Carburación de quemadores y pilotos.
- Contratación de pirómetros y graficadores.
- Cambio de elementos de termopares.
- Verificación de operación de relevadores de falla de flama.
- Revisión del estado y reemplazo de ser necesario, de diafragmas y resortes de reguladores de presión, reguladores proporcionales, válvulas de seguridad y válvulas solenoides.
- Medición de espesores de pared de la tubería.
- Pintura general de las tuberías de aprovechamiento de gas natural.
- Verificación de la correcta operación de las válvulas manuales.
- Reparación o cambio de válvulas manuales, en caso de ser necesario.
- Cambio de baleros al motor de turboventilador.
- Inspección del estado de soportes y abrazaderas, así como material aislante entre estas y la tubería.
- Revisión del sistema contra incendio.
- Registro de eventos y resultados en bitácora.
- Realizar Verificación de la instalación de aprovechamiento con los servicios de una Unidad de Verificación en materia de gas natural.

Actividades quinquenales.

Periodicidad: Una vez cada 5 años o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento. Actividades:

- Prueba de hermeticidad a la línea de aprovechamiento de gas natural en presencia de una
- Unidad de Verificación.
- Registro de eventos y resultados en bitácora

Actividades cada diez años.

Periodicidad: Una vez cada 10 años o antes, en caso de ser necesario.

Responsables: Personal Técnico de Mantenimiento.

Actividades:

- Cambio de reguladores de presión y proporcionales.
    - Cambio de diafragma y/o repuesto de válvulas de seguridad y solenoides.
    - Registro de eventos y resultados en bitácora.

En todos los casos es necesario consultar manuales de operación de los equipos de consumo para mantenimiento especifico de los mismos.

Este Plan de Seguridad y Protección Civil debe revisarse cada año para comentarios y/o modificaciones.

IV RESUMEN

IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

El proyecto cumple con todas las leyes, reglamentos y normas mexicanas. Por las características intrínsecas del proyecto, la empresa se ha propuesto cumplir con los lineamientos Federales y Estatales en Materia de Actividades consideradas como Altamente Riesgosas de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). De acuerdo a los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio, no existen áreas naturales protegidas en el sitio de estudio.

El sistema opera dentro de las normas de seguridad vigentes y contará con los medios necesarios para preservar la seguridad de las instalaciones, así como el entorno ecológico a lo largo de su vida útil.

El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales. El diseño empleado minimiza el riesgo. Las especificaciones de construcción cuentan con los requisitos mínimos necesarios para materiales de construcción, ensamble e inspección de tuberías de transporte.

De acuerdo a los resultados en la metodología empleada para la identificación de riesgos HAZOP, se determinó que el riesgo máximo catastrófico seria la fuga de gas natural los cilindros de transporte de gas natural, provocado principalmente por desgaste de materiales o equipos fuera de especificaciones, siendo este evento el más catastrófico pero el menos probable de ocurrencia.

Es importante considerar que las condiciones que deben existir para ocasionar un incendio o explosión en el equipo requieren de la presencia simultánea de una fuente de ignición, oxígeno y una fuente de combustible. En el caso de una fuga de gas en tuberías o accesorios es el desgaste de materiales. La ruptura de tubería se podría producir por accidente de golpe ó por corrosión (desgaste del espesor de la pared).

El elemento combustible lo proporciona una fuga de gas natural como consecuencia de eventos que se presentan en todos los casos propuestos. En lo referente a la fuente de ignición, ésta puede ocurrir por varias fuentes, en singular o en combinación con otras, como son chispas o superficies calientes.

Además, el elemento de error humano es de gran importancia, ya que las operaciones de manejo de gas natural representan un riesgo potencial de generación de fuente de ignición. Los casos evaluados para incendio y explosión nos indican que se va a operar con un grado de riesgo, aceptable con controles de operación, mantenimiento, construcción, diseño, medidas de seguridad, asegurando así que se verifique la implementación de los procedimientos y controles requeridos (acciones para mitigar riesgo), por lo que el proyecto es factible desde el punto de vista de riesgo. El proyecto es viable siempre y cuando se sigan las medidas de mitigación descritas anteriormente.

V RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.

El proyecto contempla instalaciones para la mitigación y control de los siguientes aspectos ambientales:

1. Control de emisiones a la atmósfera.

El proyecto durante la operación no generará emisiones contaminantes o gases de combustión, por lo que no aplica la NOM-085-SEMARNAT-1994 “Fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones. Niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

2. Control de la generación de aguas residuales.

En las instalaciones del proyecto no se empleara agua, por lo que no aplica la generación de aguas residuales.

3. Control de manejo de sustancias peligrosas para evitar el derrame y contaminación del suelo y subsuelo.

Durante la operación del proyecto solamente en los casos de mantenimiento se podría generar derrames de sustancias peligrosas (pinturas, solventes, aceites, grasa), para lo cual la Organización elaborara procedimientos de mantenimiento para evitar derrames y contaminación del suelo y subsuelo.

4. Control de ruido ambiental.

Las instalaciones cumplirán con los niveles de ruido ambiental que indica la norma NOM-081-SEMARNAT-1994. Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.

5. Control en la generación de residuos peligrosos y no peligrosos.

En caso de la generación residuos peligrosos cumplirá con las disposiciones, obligaciones y requisitos en el manejo de residuos de acuerdo al Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, Título Cuarto, Capítulo I, Artículos 35 y 37, Capítulo II, 42, 43, 44, 45, 46, 47, Capítulo III Artículo 65, Capítulo IV, Artículo 71, 72, 73 y 75, Capítulo IV Sección I, 82, Sección III, 87. Artículos Transitorios Séptimo y Octavo. Entre los principales se encuentra las siguientes obligaciones legales:

- Almacén temporal de residuos peligrosos.
- Alta como generador de residuos peligrosos.
- Manifiesto de entrega, transporte y disposición final de residuos peligrosos.
- Procedimientos para el control de los residuos peligrosos generados dentro de las instalaciones.
- Bitácoras de entradas y salidas de residuos.
- Capacitación en la materia al personal a cargo del manejo de residuos.
- Manejo con empresas autorizadas para el transporte y disposición final de los residuos.

7. Control y administración del riesgo ambiental.

La organización contará con un programa sistematizado de mantenimiento mediante el cual se administrarán, controlarán y organizarán las actividades en la tubería, instrumentos e instalaciones. Para el manejo de sustancias peligrosas contará con un programa de seguridad y mantenimiento de instalaciones eléctricas a prueba de explosión, sistema de tierras físicas, revisión y mantenimiento de válvulas de seguridad, tuberías, estructuras y sistema contra incendio adecuado a las necesidades de la instalación y suficientes para mantener controlado el riesgo. Los equipos e instrumentos de control contarán con programas periódicos de inspección y mantenimiento (eléctrico, civil, mecánico, instrumentos) que tienen por objeto revisar, controlar y mantener la integridad mecánica para prolongar la vida útil de los equipos. Asimismo, contará con el historial de cada equipo donde registrará las reparaciones, inspecciones realizadas, condiciones iniciales, modificaciones, mejoras y pruebas de integridad mecánica.

También habrá procedimientos para trabajos peligrosos donde dará a conocer las reglas básicas de seguridad e higiene industrial, así como los procedimientos a seguir y el equipo de protección personal requerido en la realización de trabajos peligrosos. Mediante formatos se realizará el control donde analizarán las medidas de seguridad que deberán aplicar. A continuación se mencionan las actividades que se incluirán en el procedimiento:

- Permiso para trabajo de contratistas.
- Permiso para trabajo de altura.
- Permiso para trabajos eléctricos.
- Permiso para espacios confinados.
- Permisos para trabajos con soldadura.

La tecnología y diseño que se utilizará la convertirá en una instalación segura en su operación, como lo demuestra el análisis de riesgo realizado. La identificación del tipo y magnitud de los eventos específicos de riesgo, permiten establecer las medidas preventivas y correctivas para determinar el radio de seguridad y de riesgo para instalaciones, personal laboral, pobladores y al ambiente con el fin de disminuir la probabilidad de afectación.

La evaluación de consecuencias de los cuatro eventos se considera aceptable, pero se deberán cumplir durante la construcción con las bases de diseño e ingeniería, planos según construcción y en la operación de la línea de distribución de gas natural, así como con los programas de mantenimiento, inspección y pruebas.

V.1 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.

(Anexo 9)

Proyecto instalación de unidad de descompresión de gas natural Oxiteno SA de CV planta Coatzacoalcos

Datos Generales

Giro de la Empresa

[ ] Petroquímico [ ] Minero [X] Químico [ ] Metalúrgico [ ] Gasero [ ] Agroindustrial

[ ] Alimentos bebidas [ ] Petróleo y Derivados [ ] Residuos Peligrosos [ ] Otros especificar

Uso de Suelo donde se ubicara el proyecto

[ ] Agrícola [ ] Rural [ ] Habitacional [ ] No cuenta con uso de suelo

[ ] Comercial [ ] Mixto [X] Industrial [ ] Otro especificar Servicios a la Industria y Comercio

El proyecto se pretende ubicar en una zona con las siguientes características

[X] Zona industrial [ ] Zona habitacional [ ] Zona suburbana

[ ] Parque industrial [ ] Zona urbana [ ] Zona rural

Localización geográfica

Coordenadas latitud N	18° 7'38.18" N	Requerida	125 m2
Coordenadas longitud W	94°25'10.98"O	Total	27564 m2

SUSTANCIAS MANEJADAS

Nombre químico de la Sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (KG/m³)	Riesgo Químico					Capacidad Total		Capacidad de la Mayor Unidad de Almacenamiento (kg)
			C	R	E	T	I	Producción	Almacenamiento (KG)	
Gas natural	Metano 74-82-8	0.58			X		X	NA		7424 (TRANSPORTE)

SUSTANCIAS TRANSPORTADAS POR DUCTOS

No. de Registro	No. de Orden	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Flujo (kg/seg)	Proveedor	Longitud (Km)	Diámetro de la tubería (plg)	Presión (psi)		Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
								Op.	Diseño		
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

No. de Falla	No. de evento	Falla	Accidente hipotético				Ubicación					Metodología empleada para la identificación de riesgo
							Etapa de Operación				Unidad o equipo de proceso	
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Transporte	Regulación	Compresión	Servicios		
1.8	1	Fuga de Gas natural en la conexión del cilindro hacia la estación de descompresión presentándose una fuente de ignición inmediata			X	X	X				TRANSPORTE	HAZOP
2.4	2	Aumento de presión en la Tubería de gas natural que alimenta al Boiler/ Gas, Riesgo de deflagración por exceso de gas en el boiler.			X	X			X		COMPRESOR	HAZOP
3	3	Fuga de gas en el natural por tubería de 3" y 116.7 metros de longitud, una presión de operación de 90 psig, se considera que el diámetro del orificio de fuga es del 50% del diámetro nominal de la tubería.			X	X				X	TUBERIA	HAZOP

ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS

No. de Falla	No. de evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m^3/seg, m^3 o kg)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (min)	Distancia (m)	Tiempo (min)
1.8	1		X	177	Kg/min	Gas	ALOHA	48	50	65	50
2.4	2		X	16	Kg/min	Gas	ALOHA	15	MAX 60	20	MAX 60
3	3		X	51.9	Kg/min	GAS	ALOHA	10	MAX 60	10	MAX 60

CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS

No. de falla o	No. de Evento	Toxicidad						Explosividad			Radiación Térmica		Otros Criterios
		IDHL	TLV_8	TLV_{15}	Velocidad del Viento (M/S)	Estabilidad Atmosférica	Otros	0.5 psi	1.0 psi	30 psi	1.4 KW/m^2	5 KW/m^2	
	1							X	X		X	X	
	2							X	X		X	X	
	3							X	X		X	X	
								X	X		X	X	

METODOLOGÍAS

Técnicas de Evaluación de Riesgos

	ANALISIS DE SEGURIDAD	LISTA DE VERIFICACION	JERARQUIZACIÓN	ANALISIS PRELIMINAR DE RIESGO	¿ QUÉ PASA SI?	ANALISIS DE RIESGO Y PROBABILIDAD	¿QUÉ PABA SI? / LISTA DE VERIFICACIÓN	ANALISIS DE MODO FALLA Y EFECTOS	ANALISIS DE ÁRBOL DE FALLAS	ANALISIS DE CAUSA CONSECUENCIA	ANALISIS DE CONFIABILIDAD HUMANA
INVESTIGACIÓN DE DESARROLLO			X	X		X					
DISEÑO CONCEPTUAL		X	X	X		X	X			X	
OPERACIÓN DE PLANTA PILOTO		X		X			X	X		X	
INGENIERÍA DE DETALLE		X		X		X	X	X		X	
CONSTRUCCIÓN / INICIO		X		X		X					
OPERACIÓN DE RUTINA		X		X		X	X	X		X	
EXPANSIÓN O MODIFICACIÓN		X	X								
INVESTIGACIÓN DE ACCIDENTES		X									
DESMANTELAMIENTO		X									

VI IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

V.2 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.

V.2.1 Planos de localización.

Se describen en el anexo 6