



ASEA

AGENCIA DE SEGURIDAD,
ENERGÍA Y AMBIENTE

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL PARA EL PROYECTO:

ESTACIÓN DE SERVICIO (EDS) DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR INCLUYE ESTUDIO DE RIESGO

Presentado por:



Elaborado por:

Desarrollo Industrial Quetzal, S.A. de C.V.

febrero de 2016

ÍNDICE

I	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.....	5
I.1	Descripción del Proceso.....	5
I.1.1	Bases de diseño.....	5
I.1.2	Diseño Civil.....	12
I.2	Uso actual de la zona en estudio.....	12
I.2.1	Diseño Mecánico.....	15
I.2.2	Obra Eléctrica.....	15
I.2.3	Proyecto Sistema Contra Incendio.....	15
I.3	DESCRIPCION DETALLADA DEL PROCESO.....	21
I.3.1	Hojas de seguridad.....	47
I.3.2	Equipos de Proceso y Auxiliares.....	47
I.4	CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	50
I.4.1	Operación.....	50
I.4.2	SISTEMA DE CONTROL.....	51
I.4.3	SISTEMAS DE AISLAMIENTO.....	57
I.5	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	62
I.5.1	Antecedentes de accidentes e incidentes.....	62
I.5.2	Metodologías de identificación y jerarquización.....	64
I.5.3	Hazop.....	66
II	DESCRIPCION DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	92
II.1	RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	92
II.2	EFFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	101
III	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	104
III.1	RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	104
III.2	SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	106
III.3	MEDIDAS PREVENTIVAS.....	109
IV	RESUMEN.....	115
IV.1	SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	115
V	RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.....	116
V.1	PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.....	117
VI	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	118
VI.1	FORMATOS DE PRESENTACIÓN.....	118
VI.1.1	Planos de localización.....	118

I ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1 Descripción del Proceso

I.1.1 Bases de diseño.

La operación de la estación de servicio, son instalaciones equipadas técnicamente para suministrar GNV a los vehículos, cumpliendo con todas las normas de seguridad establecidas por los entes gubernamentales a nivel nacional. En la operación de los equipos de estaciones se debe manejar sistemas y componentes que trabajan a presiones y voltajes elevados.

El flujo que sigue el gas antes de llegar al vehículo es el siguiente (ver siguiente figura): el gas natural es tomado de la red principal de gas domiciliaria, a una presión de 17 bares aproximadamente, esta presión es elevada por un compresor para posteriormente ser almacenada en unos tanques de alta presión y posteriormente se suministra al vehículo, a través de la válvula de llenado, donde es acoplada la boquilla de llenado del surtidor de la estación a una presión de 250 bares aproximadamente, logrando acumular de esta manera una mayor cantidad de GNV en los tanques de alta presión del auto y obtener una mayor autonomía del vehículo.

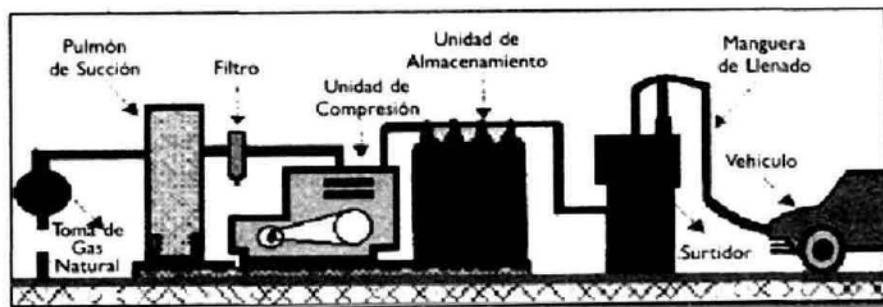


Figura 1. Esquema de la operación de una Estación de Servicio de Gas Natural Vehicular (GNCV)

La Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular consiste de los siguientes Áreas, sistemas y Equipos

Áreas:

- Área de Acometida de Gas o de Estación de Regulación y Medición (ERM).
- Área de Compresores ó Recinto.
- Área de Subestación y Cuarto de Tableros.
- Área de Dispensarios o de Despacho
- Área de Patio de Maniobras.
- Área de Oficinas y Servicios.
- Área de Taller de conversiones
- Área de Ventas.

Sistemas:

- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión.

- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión.
- Sistema de Compresión de Gas Natural.
- Sistema de Almacenamiento o Buffer.
- Sistema de Despacho.
- Sistema de Alumbrado y Contactos.
- Sistema de Distribución de Fuerza Eléctrica.
- Sistema de Tierras Físicas y Pararrayos.
- Sistemas de Seguridad

Una nueva tecnología para transportar gas natural es a través de gasoductos virtuales ó gasoductos móviles, donde se transporta gas natural comprimido por carretera para hacerlo llegar allí donde no llegue la red de gas, consistente en un sistema de estaciones de compresión y descompresión de gas natural y transporte en carretera en camiones remolque con contenedores portátiles. Permitiendo, así, el acceso a este servicio de GNC a zonas que no cuentan con la infraestructura adecuada para aplicaciones como:

- Estaciones de Servicio de Gas Vehicular
- Necesidades y aplicaciones industriales
- Necesidades y aplicaciones comerciales y/o residenciales

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. Tabla 2 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/o sumergidas.
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos.
NOM-010-SECRE-2002,	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

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

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Estándar	Especificación
	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.
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.

Normas Oficiales Mexicanas.

- NOM Serie B - Métodos de pruebas mecánicas para productos de acero estructural de alta resistencia.
- NOM-001-SEMARNAT-1996. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- NOM-001-STPS-2008. Edificios locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
- NOM-002-STPS-2000. Condiciones de seguridad. Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

- NOM-004-STPS-1999. Sistemas de protección y dispositivos de seguridad de la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
- NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
- NOM-006-STPS-2000. manejo y almacenamiento de materiales. Condiciones y procedimientos de seguridad.
- NOM-008-SCFI-2002. Sistema General de Unidades de Medida.
- NOM-010-STPS-1999. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
- NOM-011-STPS-2001. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
- NOM-017-STPS-2008. Equipo de protección personal. Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
- NOM-018-STPS-2000. Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- NOM-019-STPS-2004. Constitución, organización y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
- NOM-020-STPS-2002, Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento- Condiciones de seguridad.
- NOM-021-STPS-1993. Relativa a los requerimientos y características de los informes de los riesgos de trabajo que ocurran, para integrar las estadísticas.
- NOM-022-STPS-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad.
- NOM-024-STPS-2001. Vibraciones. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
- NOM-025-STPS-2008. Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías.
- NOM-027-STPS-2008. Actividades de soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene.
- NOM-028-STPS-2005, Organización del Trabajo-Seguridad en los Procesos de sustancias químicas.
- NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad.
- NOM-052-SEMARNAT-2005. Que establece las características, el procedimiento de identificación y los listados de los residuos peligrosos.
- NOM-053-SEMARNAT-1996. Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- NOM-054-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993 (actualmente 2005).

- NOM-055-SEMARNAT-2003. Que establece los requisitos que deben reunir los sitios que se destinarán para un confinamiento controlado de residuos peligrosos, previamente estabilizados.
- NOM-056-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.
- NOM-059-SEMARNAT-2010. Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
- NOM-080-SEMARNAT-1994. Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición.
- NOM-081-SEMARNAT-1994. Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
- NOM-100-STPS-1994. Seguridad. Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con espuma de presión contenida.
- NOM-101-STPS-1994. Seguridad. Extintores a base de espuma química.
- NOM-102-STPS-1994. Seguridad. Extintores contra incendio a base de bióxido de carbono. Parte 1.- Recipientes.
- NOM-103-STPS-1994. Seguridad. Extintores contra incendio a base de agua con presión contenida.
- NOM-104-STPS-2001. Agentes extintores. Polvo químico seco tipo ABC, a base de fosfato mono amónico.
- NOM-106-STPS-1994. Seguridad. Agentes extintores. Polvo químico seco tipo BC a base de bicarbonato de sodio.
- NOM-113-STPS-2009. Seguridad. Equipo de protección personal. Calzado de protección. Clasificación, especificaciones y métodos de prueba.
- NOM-115-STPS-2009. Seguridad. Equipo de protección personal. Cascos de protección. Clasificación, especificaciones y métodos de prueba.

NMX Normas Mexicanas.

- NMX-CC-001: 1995 IMNC (equivalente a ISO-8402: 1994) – Administración de la calidad y aseguramiento de la calidad. Vocabulario.
- NMX-CC-002/4: 1996 INMC (equivalente a ISO 9000-4: 1993) – Administración de Calidad – Parte 4: Seguridad de Funcionamiento.
- NMX-CC-003: 1995 IMNC (equivalente a ISO 9001: 1994) – Sistema de Calidad-Modelo para el Aseguramiento de Calidad en Diseño, Desarrollo, Producción, Instalación y Servicio.
- NMX-CC-007/1: 1993 SCFI (equivalente a ISO 10011-1: 1990) – Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. – Parte 1: Auditorías.
- NMX-CC-007/2: 1993 SCFI (equivalente a ISO 10011-3: 1991) - Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. – Parte 2: Administración del Programa de Auditorías.
- NMX-CC-008: 1993 SCFI (equivalente a SO 10011-2: 1991) - Criterio de Calificación por los Auditores de Sistemas de Calidad.

- NMX-CC-017/1: 1995 INMC (equivalente a ISO 10012-1: 1992) - Requisitos de Aseguramiento de Calidad para Equipos de Medición – Parte I: Sistema de Confirmación Metrológica para Equipo de Medición.
- NMX-CC-018: 1996 INMC (equivalente a ISO 10013: 1995) – Directrices para Desarrollar Manuales de Calidad.
- NMX-CC-019: 1997 INMC (equivalente a ISO 10005: 1995) Administración de Calidad – Parte 5: Guía para Planes de Calidad.
- NMX-SAST-001-IMNC-2008. Sistema de gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Organización Internacional de Estándares (*International Standards Organization, ISO*).

- ISO 1460 Recubrimiento metálico. Recubrimientos en materiales ferrosos con galvanizado en caliente. Determinación gravimétrica de la masa por unidad de área (*Metallic Coating- Hot dip galvanized coatings on ferrous material- Gravimetric determination of the mass per unit area*).
- ISO 1461 Recubrimiento con galvanizado en caliente en artículos fabricados en fierro y acero. Especificaciones y métodos de prueba (*Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles – Specifications and test methods*).
- ISO 5167 Medidores de flujo de gas natural (*Natural gas flow measurement*).
- ISO EN 12944 Pinturas y barnices. Protección a la corrosión en estructuras de acero por medio de sistemas de pintura de protección (*Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems*).

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
- Vientos
- Temperatura ambiente
- Presión barométrica
- Precipitación pluvial
- Tipo de suelo
- Orografía

I.2 Uso actual de la zona en estudio.

El predio donde se pretende instalar la ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR (GNCV), se encuentra dentro del:

POLÍGONO DE URBANIZACIÓN CON DENSIDAD SELECTIVA

CLAVE:DS:

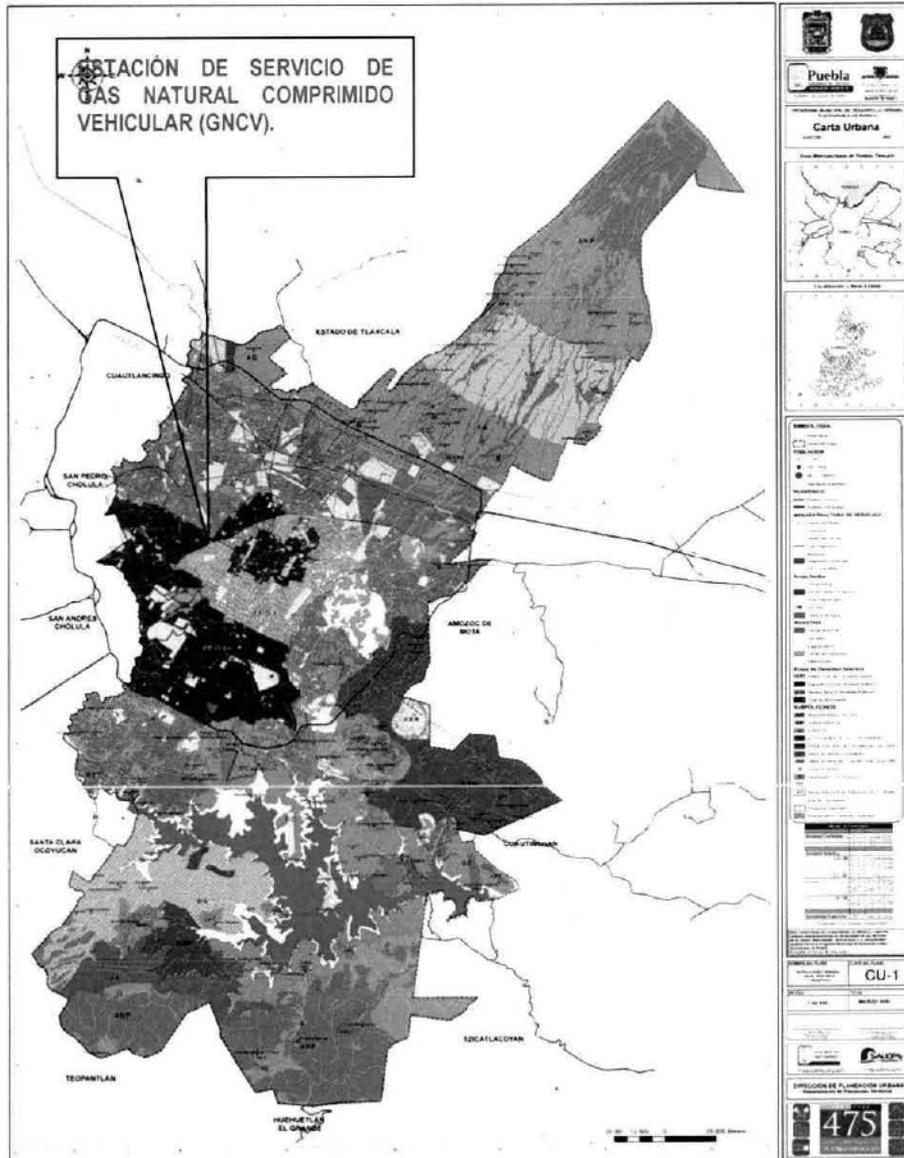
SUPERFICIE: 18,138.75 Has.

USO DE SUELO PREDOMINANTE: Urbano

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

En las siguientes figuras se muestran los mapas de uso actual de suelo, vegetación y POLÍGONO DE en el sitio del proyecto y en sus colindancias, en la figura 6 se muestra el plano de la Estructura Urbana, Destinos y Reservas del Programa Municipal de Desarrollo Urbano Sustentable de Puebla.

Figura 2. plano de la Estructura Urbana, Destinos y Reservas



ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

POLÍGONO DE URBANIZACIÓN CON DENSIDAD SELECTIVA

POLÍGONO: DENSIDAD SELECTIVA	
JUNTAS AUXILIARES	HECTÁREAS
Ignacio Romero Vargas	1,276.32
Ignacio Zaragoza	1,774.55
La libertad	352.65
La Resurrección	295.26
San Baltazar Campeche	3,842.59
San Felipe Hueyotlipan	430.55
San Francisco Totimehuacan	3,564.14
San Jerónimo Caleras	449.10
San Pablo Xochimehuacán	171.89
San Pedro Zacachimalpa	158.38
San Sebastián de Apancio	111.57
Santa María Xonacatepec	8.89
Santo Tomás Chautla	379.89
s/d	5,322.90

VEGETACIÓN	HECTÁREAS
Cuerpos de agua	76.77
Bosque cultivado	314.93
Bosque de galería	41.80
Bosque de encino	40.00
Bosque de encino con disturbio bajo	370.28
Bosque de encino con disturbio medio	77.66
Campo de golf	67.25
Áreas erosionadas en pastizales inducidos	843.87
Áreas erosionadas producto del uso agropecuario	0.34
Áreas erosionadas en agricultura de temp.	123.69
Pastizal inducido	756.68
Agricultura de riego	119.57
Agricultura de temporal	1,151.00
Zona urbana	13,954.71
s/d	200.14

GEOLOGÍA	HECTÁREAS
Aluvial	4,075.09
Andesita	322.99
Conglomerado	34.96
Basalto	200.25
Brecha volcánica	251.66
Caliza	427.89
Volcanoclástico	625.45
Toba intermedia	1.18
s/d	596.87
n/a	11,602.37

EDAFOLOGÍA	HECTÁREAS
Cambisol	5,082.64
Cuerpo de agua	2.00
Feozem	868.46
Fluvisol	26.62
Litosol	1,384.09
Regosol	244.94
Rendzina	1,103.14
Vertisol	6,476.92
Zona urbana	2,949.9
TOTAL EJIDOS	29

CLAVE:DS

SUPERFICIE: 18,138.75 Has

USO DE SUELO PREDOMINANTE

Urbano

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMÁTICAS

Zonas erosionadas por pastizales y agricultura.
 Contaminación por agroquímicos. Incendios (encinos).
 Presión urbana.

PELIGROS

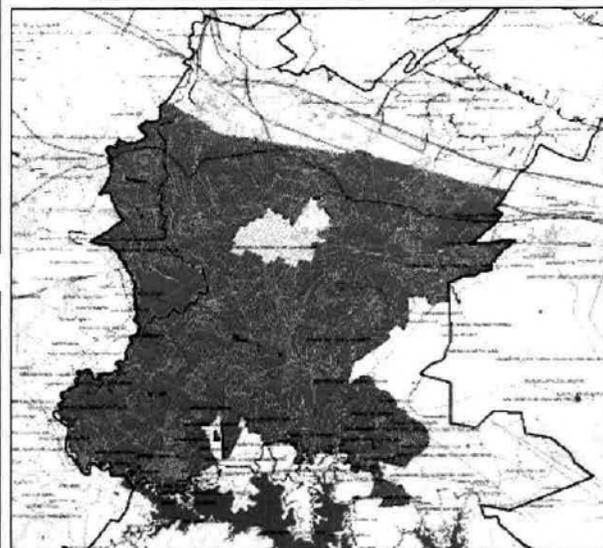
TIPO	NIVEL	HECTÁREAS
Flujos y deslizamientos	Alto	0.13
	Bajo	16,092.35
	Moderado	72.28
Fracturas	Muy alto	1,964.32
	Alto	2,607.87
	Bajo	10,788.16
Hundimientos	Moderado	4,728.63
	Alto	11,601.24
	Muy alto	4,117.29
	Muy bajo	1,022.09
Sismicidad	Muy bajo	772.66
	s/d	625.45
	Bajo	983.30
Sismicidad	Alto	15,493.57
	Moderado	1,186.64

HIDROLOGÍA

	HECTÁREAS
Cuerpo de agua perenne	0.10
Material consolidado con posibilidades bajas	1,666.86
Material no consolidado con posibilidades bajas	669.67
Material no consolidado con remedio alto, mayor a 40lps.	15,802.11

POLÍTICA AMBIENTAL

Conservación



El Proyecto se llevará a cabo en un predio donde la empresa LITROGAS, S.A. DE C.V., ya cuenta con una estación de servicio de carburación a gas L.P. con almacenamiento fijo, clase "A" sub-división "2b", tipo comercial, con taller de lavado y engrasado, la superficie que en donde se pretende instalar la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular será de aproximadamente 1,856 m2. Las colindancias del predio se describen en la siguiente tabla:

Tabla 7. Colindancias del predio donde se desarrollará el Proyecto y los usos del suelo

Colindancias	Usos del suelo
Norteste	Inmueble marcado con el número tres mil novecientos trece de la avenida dos poniente
Sureste	Inmueble propiedad de la Sra. Luisa Herrera.
noroeste	Inmueble propiedad de la Sra. Viuda de Silva y Sr. Gómez.
Suroeste	Derecho de vía federal de la Avenida Prolongación Reforma.

El predio donde se desarrollará el Proyecto no tiene restricciones para la instalación de la Estación De Servicio De Gas Natural Comprimido, GNCV, de acuerdo al Plan Municipal de Desarrollo 2011-2014, Puebla, Puebla.

No se afectarán ríos, arroyos o áreas con vegetación natural. El predio no se encuentra en áreas naturales protegidas o prioritarias para la conservación, tampoco existen zonas arqueológicas.

1.2.1 Diseño Mecánico.

La construcción, instalación de equipos, operación y mantenimiento de la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular cumplirá con lo establecido en la Norma NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural. En lo concerniente a las inspecciones y pruebas se regirá por lo establecido en el numeral 13 de la misma norma, Operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento y en el Apéndice Procedimiento para la evaluación de la conformidad, numeral 4. Para lo cual se contará con los servicios de una Unidad Verificadora (UV), debidamente avalada por la Secretaría de Energía.

1.2.2 Obra Eléctrica

Incluye principalmente las plantas de generación eléctrica (2), cuarto de tableros, los cableados, tierras, pararrayos, alumbrado, sistemas de seguridad, sistema de vigilancia, sistema de tierra, protección catódica, cuarto de control, transformador de baja y pruebas a los equipos.

1.2.3 Proyecto Sistema Contra Incendio.

Extintores de polvo químico de clase "A, B, C" de 6 kg su contenido será de Polvo Químico Seco, para llevar a cabo su colocación se fijará al soporte al parámetro vertical, por un mínimo de dos puntos, mediante tacos y tornillos, de forma que una vez dispuesto sobre dicho soporte el extintor, la parte superior quede como máximo a una altura de 1.50 m del pavimento.

1.2.3.1 Construcción de la Estación de Servicio De Gas Natural Comprimido, GNCV

Preliminares

Limpieza de la estación.

Se realizará una limpieza completa en la totalidad del área a ocupar por el proyecto.

Trazo, nivelación y demarcación topográfica

Trazo, nivelación y demarcación topográfica. Se realizará el trazo, nivelación y señalización topográfica de la estación de acuerdo con los planos de diseño.

Desmontajes y demoliciones.

Para este proyecto se cambiará el uso de algunas áreas existentes de la actual estación. Se desmontará el área de almacenamiento de cilindros la cual incluye un cerramiento en malla y una cubierta en lámina plástica con su correspondiente estructura de soporte.

Se desmontará de igual manera el dispensario de GLP de la isla 3, con sus correspondientes instalaciones, la cual se convertirá en isla de GNV.

Construcción.

Excavaciones.

Se consideran excavaciones para bases de equipos, islas y cimientos de islas y para trincheras de instalaciones eléctricas y mecánicas con herramienta manual en terreno. Incluye: compactado manual.

Los trabajos de acarreo de material producto de la excavación y/o demolición fuera de la obra se realizarán en camión, incluye: carga a máquina o manual, equipo y herramienta.

Las excavaciones se realizarán previo humedecimiento del terreno para mitigar las emisiones de polvos. Antes de la excavación, se establecerá y mantendrá el drenaje apropiado para todo el sitio para prevenir acumulaciones de agua. Las áreas excavadas se mantendrán secas.

Se prevé utilizar para el relleno tanto el material producto de la excavación como material de banco para compactación, de ser necesario.

Las dimensiones de las excavaciones se harán de conformidad con las indicaciones de los planos.

La supervisión controlará que:

- Las dimensiones de las excavaciones sean correctas, incluyendo una profundidad adicional donde se requiera;
- Los materiales excavados se colocarán separados de la capa superficial, consistente en una carpeta deteriorada de concreto asfáltico.

La Excavación para zapata corrida se realizará con herramienta manual en terreno. Incluye: compactado manual (profundidad 1.00 m ancho 0.80m) (para muros).

Se colocará plantilla de concreto $f'c=150\text{kg/cm}^2$ de 5 cms. de espesor.

Incluye: mano de obra, acarreo de material al sitio de la construcción y todo lo necesario para su correcta ejecución.

Relleno a base de material del sitio y material de banco.

El suelo removido será colocado nuevamente donde se requiera compactado por capas no mayores a 20 cm. Todos los rellenos serán compactados a 90% del Proctor modificado.

Cimentaciones y bases.

Comprende los trabajos necesarios para la construcción de las cimentaciones y bases para los equipos, en concreto con acero de refuerzo de acuerdo con las cotas de diseño y a lo especificado e indicado en los planos de construcción.

El vaciado del concreto para la construcción de las cimentaciones y bases debe ser continuo y no deberá interrumpirse. El concreto tendrá una resistencia de 250 kg/cm².

Las bases de equipos deberán quedar totalmente nivelada y plana en la parte superior donde apoyan los equipos al momento de la construcción y solo se permitirá una tolerancia de desnivel de +/- 1 a 2 mm.

Para la base de compresores se deberá considerar, de ser necesario, una plantilla en grout con un espesor entre 15 mm a 35 mm (dependiendo del producto y sus especificaciones) de los cuales 5mm queden embebidos en el chasis del equipo, esto con el fin de arriostrar el compresor y mitigar la vibración.

Deberá de contemplarse cama de grava para recibir base de cimentación de compresores, incluye: suministro, colocación y compactación, mano de obra y todo lo necesario para su correcta ejecución.

La base de cimentación será de concreto f'c 250 kg/cm², armada con parrilla doble, varillas de #4 @20 cm para compresor.

La base de cimentación para la cascada será de concreto f'c 250 kg/cm², 0.20 m. armada con parrilla doble, varillas de #4 @20 cm.

La base de cimentación para el secador será de concreto f'c 250 kg/cm², 0.20 m. armada con parrilla doble, varillas de #4 @20 cm.

Ductos y Encofrados.

Las tuberías subterráneas deberán estar encofradas de acuerdo a especificaciones según los planos de detalles y requerimientos de la tubería que transportará el Gas Natural, se realizará corte mecánico de pavimento, incluye mano de obra, herramientas y equipo.

La demolición de pavimento, incluye retiro de material, mano de obra, herramientas y equipo.

Las excavaciones para encofrado de tuberías se realizarán por medios manuales, incluye apisonamiento y todo lo necesario para su correcta ejecución.

Los rellenos serán de concreto f'c= 100 kg/cm² color rojo para encofrado de tuberías eléctricas, incluye mano de obra, herramientas, equipo y pigmentación.

Relleno manual de material del sitio compactado, para encofrado de tuberías.

Relleno con base hidráulica compactado por medios mecánicos en capas a cada 20 cm al 100% del Proctor modificado, incluye mano de obra, herramienta y equipo.

La excavación por medios manuales para registros, incluye apisonamiento y todo lo necesario para su correcta ejecución.

Se incluye plantilla de concreto f'c=150kg/cm² de 10 cms. de espesor para fondo de registros, con abertura de 10 x 10 cm para drenaje.

Los registros eléctricos pueden ser prefabricados o contruidos en sitio y con tapas de concreto.

Trincheras.

Las tuberías de las instalaciones eléctricas y mecánicas se colocarán dentro de trincheras de concreto con tapas de rejillas Irving o similar. Estas serán en concreto reforzado con medidas internas de 50 cm x 50 cm, paredes y fondo de 15 cm de espesor y tapas metálicas con resistencia al tráfico vehicular. Las trincheras ubicadas entre el área de equipos y la isla 1 contendrán solo la tubería de conducción del gas natural comprimido y las de la trayectoria entre isla 1 e isla 2 albergarán tanto la tubería de gas como la de alimentación eléctrica de dispensarios e iluminación.

Isla de concreto hidráulico.

Esta actividad comprende el trabajo requerido correspondiente a la construcción de la isla donde se ubicará uno de los dos dispensarios a partir del cual se hace el llenado de los vehículos, en concreto con acero de refuerzo, de acuerdo con las cotas de diseño y a lo especificado e indicado en los planos de construcción.

Se incluyen trabajos de corte mecánico de pavimento incluye mano de obra, herramientas y equipo.

Demolición de pavimento, incluye retiro de material, mano de obra, herramientas y equipo.

Excavación para registros de isla de llenado por medios mecánicos y manuales, a una profundidad de 0.60 m. Incluye: apisonamiento y todo lo necesario para su correcta ejecución.

relleno de concreto $f'c=100$ kg/cm² para ahogar protecciones de isla de llenado.

Protección tubular de 4" para isla de llenado, según diseño, acabado con base anticorrosiva y esmalte. Altura de 0.90m y 0.45m ahogados.

Montaje de Equipos.

Esta labor consiste en el posicionamiento mediante una grúa y/o montacargas de los equipos en sus respectivas bases de concreto. Estos equipos son: 1 compresor, 1 cascada de almacenamiento, 1 secador, 1 transformador de pedestal y 2 dispensarios de GNV.

Cerramiento de Equipos.

Esta actividad se refiere al asilamiento que se hace al área de equipos (compresor, cascada y secador) mediante la instalación de una malla para evitar el acceso de personas no autorizadas. Este cerramiento contará con puertas opuestas para evacuación en caso de emergencias.

Muros de Block.

En este caso, para el cerramiento del área de equipos se considera también la construcción de un muro de mampostería para aislar el área de equipos de la zona administrativa (oficinas). Este muro tendrá una altura mínima de 3.0 m. La actividad en sí, comprende los trabajos requeridos correspondientes a la construcción de muros espesores de 15 cm, confinados con columnas (castillos) de concreto reforzados, de acuerdo a dimensiones, diseños y ubicación indicados en los planos de construcción.

El muro será de block de 40x15x20 y espesor de 0.15m, asentado con mortero cemento - cal - arena en proporción 1:3:10.

Los castillos K1 serán de concreto $f'c=150$ kg/cm² con armex 15x15x4, incluye cadena de cerramiento DL2 de concreto $F'c=250$ kg/cm², armada con armex 15-20x4.

Deberán de suministrarse e instalarse tubos para sujetar malla perimetral de 2.00 m de altura $L= 3,0$ m.

La malla deberá ser ciclónica de 2.0 m de altura, con abertura de 55X55 mm, calibre 11.

Acometida eléctrica.

Se refiere a la instalación por parte de CFE de la instalación en media tensión de la alimentación eléctrica de la estación. Esta instalación es independiente de la acometida existente y consiste en una derivación de las líneas de media tensión de la red urbana hacia el transformador al interior de la estación. Su instalación será subterránea.

Acometida de gas

ERM. Esta actividad consiste en las labores a cargo del distribuidor local de gas natural (Maxigas) para suministrar el gas a la estación. Corresponden a la instalación de una tubería subterránea derivada de la red urbana hacia una estación de filtración, regulación y medición del gas que se ubica al interior de la estación de servicio, a partir de la cual se hace la red interna hacia el compresor.

Conexionado y puesta en marcha de equipos.

Corresponde al conjunto de actividades relacionadas con la comprobación de que las instalaciones hayan sido correctamente instaladas antes de proceder con las conexiones eléctricas y mecánicas de cada uno de los equipos. Durante esta etapa también se hacen las pruebas eléctricas, de flujos, presiones y calibraciones antes de proceder con las pruebas que determinen que se puede dar inicio seguro de las operaciones.

Limpieza Fina.

Se realizará limpieza gruesa durante la obra, la limpieza fina general de la obra se hará para su recepción y ocupación, comprende todos los materiales necesarios, limpieza de pisos, paredes, recolección de basura y acarreo fuera de la obra a un botadero aprobado por la autoridad local, equipo, andamios, herramienta y mano de obra necesaria.

Instalación y limpieza de tuberías.

Se instalarán tuberías de acero de diferentes diámetros y cédulas dependiendo de los rangos de presión y flujo. En su mayoría serán tuberías soldables, aunque también se usarán tuberías de acero inoxidable roscadas con sus correspondientes accesorios e instrumentos de seguridad. La tubería de acometida al compresor será enterrada y las tuberías hacia los dispensarios irán dentro de trincheras.

Las tuberías de gas que transportan el gas desde la estación de regulación y medición, pasando por el compresor, hasta los dispensarios se limpiarán mediante la inyección a presión de gas inerte (no combustible). Esta limpieza se hace posteriormente al ensayo hidrostático, el secado y a la instalación de todo el montaje de válvulas y accesorios.

Inspección y pruebas.

La construcción, instalación de equipos, operación y mantenimiento de la estación de GNVC cumplirá con lo establecido en las Normas NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural y NOM-010-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor. En lo concerniente a las inspecciones y pruebas se regirá por lo establecido en el numeral 13 de la NOM-002, Operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento y en el Apéndice Procedimiento para la evaluación de la conformidad, numeral 4. Para lo cual se contará con los servicios de una Unidad Verificadora (UV), debidamente avalada por la Secretaría de Energía.

Obra Eléctrica. Incluye principalmente el cuarto de tableros, los cableados, tierras, pararrayos, alumbrado, sistemas de seguridad, sistema de tierra, cuarto de control, transformador de baja y pruebas a los equipos.

Inspección y pruebas. La construcción, instalación de equipos, operación y mantenimiento de la Estación de Servicio de Gas Natural Vehicular (GNCV), cumplirá con lo establecido en la Norma NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural. En lo concerniente a las inspecciones y pruebas se regirá por lo establecido en el numeral 13 de la misma norma, Operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento y en el Apéndice Procedimiento para la evaluación de la conformidad, numeral 4. Para lo cual se contará con los servicios de una Unidad Verificadora (UV), debidamente avalada por la Secretaría de Energía.

I.3 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

La operación de la estación de servicio, son instalaciones equipadas técnicamente para suministrar GNV a los vehículos, cumpliendo con todas las normas de seguridad establecidas por los entes gubernamentales a nivel nacional. En la operación de los equipos de estaciones se debe manejar sistemas y componentes que trabajan a presiones y voltajes elevados.

El flujo que sigue el gas antes de llegar al vehículo es el siguiente (ver siguiente figura): el gas natural es tomado de la red principal de gas domiciliaria, a una presión de 17 bares aproximadamente, esta presión es elevada por un compresor para posteriormente ser almacenada en unos tanques de alta presión y posteriormente se suministra al vehículo, a través de la válvula de llenado, donde es acoplada la boquilla de llenado del surtidor de la estación a una presión de 250 bares aproximadamente, logrando acumular de esta manera una mayor cantidad de GNV en los tanques de alta presión del auto y obtener una mayor autonomía del vehículo.

ESTACIÓN DE SERVICIO GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR (EDS-GNCV)

La estación de Servicio de GNCV consiste de los siguientes Áreas, sistemas y Equipos

Áreas:

- Área de Acometida de Gas o de Estación de Regulación y Medición (ERM).
- Área de Compresores ó Recinto.
- Área de Subestación y Cuarto de Tableros.
- Área de Dispensarios o de Despacho
- Área de Patio de Maniobras.
- Área de Oficinas y Servicios.
- Área de Taller de conversiones
- Área de Ventas.

Sistemas:

- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión.
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión.
- Sistema de Compresión de Gas Natural.
- Sistema de Almacenamiento o Buffer.
- Sistema de Despacho.
- Sistema de Alumbrado y Contactos.
- Sistema de Distribución de Fuerza Eléctrica.
- Sistema de Tierras Físicas y Pararrayos.
- Sistemas de Seguridad

Descripción Funcional

El proceso de compresión del Gas Natural inicia en la Estación de Filtración, Regulación y Medición (ERM), de la Estación de Servicio (EDS), donde el gas suministrado por la compañía transportista, es acondicionado de acuerdo a las necesidades de los equipos de la estación, es decir, garantiza que la presión sea constante y el flujo sea suficiente a lo requerido por los equipos de la estación, así también cuantifica el volumen de gas suministrado, corrigiéndolo a condiciones base de presión y temperatura para su posterior facturación.

En esta parte del proceso, la ERM cuenta con una serie de válvulas las cuales permiten de forma manual interrumpir totalmente el flujo de gas o aislar parte del proceso, sin interrumpir el flujo de gas a la EDS (by-pass), para su mantenimiento, como puede ser la limpieza o cambio del elemento filtrante, mantenimiento de los reguladores de presión, elementos primarios de medición y el medidor de flujo de gas.

Así también se cuenta con válvulas particulares para aislar algunos elementos de seguridad o instrumentos de medición para su mantenimiento o cambio, como son válvulas de seguridad, indicadores de presión (manómetros), transductores de presión y temperatura.

Las válvulas reguladoras bloquean la posible sobrepresión aguas abajo para proteger a otros usuarios conectados a la red de Pemex. Contando adicionalmente con un sistema de monitoreo remoto que reporta las condiciones de operación de la ERM que alerta inmediatamente a la compañía suministradora del servicio cualquier situación anormal, el distribuidor será quien evalúe y restablezca el suministro a la EDS.

Para protección por sobre presión de los equipos y tuberías, la EDS cuenta con una serie de válvulas de seguridad ó válvulas de relevo de presión, las cuales están calibradas para abrir cuando la presión alcance 1.2 veces la presión normal de operación del sistema, desfogando al ambiente el exceso de presión, cerrando automáticamente cuando la presión se normaliza.

Adicionalmente el sistema de monitoreo de la compañía suministradora recibe una alarma para su revisión y evaluación.

Para evitar la corrosión de las tuberías, se instala un sistema de protección catódica conectado a la tubería, la cual cuenta con un ánodo de sacrificio que se degrada más rápidamente, evitando la degradación y envejecimiento de los gasoductos. Además de contar con un aislamiento que cubre toda la tubería para evitar el contacto con la tierra.

Prácticamente el mantenimiento ó calibración requerida de los elementos filtrantes, reguladores, medidores, indicadores, sensores, etc., la programación y frecuencia de los servicios está a cargo de la compañía suministradora, ya que estos equipos quedan a resguardo de ellos, así como el acceso a esta área, incluyendo el sistema de protección catódica.

Después de la ERM, se cuenta con una válvula general, la cual interrumpe totalmente el suministro de gas a la EDS. En la tubería de gas natural de acometida del equipo de compresión también se tiene instalada una válvula de aislamiento manual, y enseguida propia del equipo se tiene una válvula de corte automática, normalmente cerrada, con la cual se interrumpe el suministro de gas al equipo en particular, y esta es accionada o abierta cuando el compresor inicia ciclo de compresión, y se cerrará por las siguientes causas: cuando el compresor termine su ciclo de compresión, por paro manual del equipo, por paro de emergencia activado, por cierre o pérdida de gas, por pérdida de energía eléctrica en el PLC del compresor o por daño del actuador.

Se tiene instalada una válvula de corte manual, en la tubería de gas natural de acometida a cada uno de los sistemas de almacenamiento y dispensarios, con la cual se puede interrumpir el flujo de gas y aislar cada uno de los equipos en particular.

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.

De igual manera tanto tuberías, como equipos individualmente (compresor, almacenamiento y dispensarios), cuentan con válvulas de seguridad ó válvula de relevo de presión, las cuales están calibradas para abrir cuando la presión alcance 1.2 veces su presión normal de

operación, desfogando al ambiente el exceso de presión, cerrando automáticamente cuando la presión se normaliza.

Y 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.

Se deberá revisar y realizar el mantenimiento de las tuberías con la frecuencia necesaria de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar, consistente en aplicación de pintura esmalte a todo el recubrimiento de tuberías y válvulas, para evitar la corrosión, como lo que indica la norma Nom-026-STPS-2008 y la señalización según lo indicado en la Nom-122-STPS-1996. Así también se deberá garantizar que las tuberías de acero al carbón como las de acero inoxidable no tengan contacto con tierra física para evitar degradación del espesor del material, es decir que los soportes tengan un buen material dieléctrico que aislé la tubería en toda su trayectoria de la tierra física.

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.

Para evitar múltiples problemas futuros, como la acumulación de líquidos condensados del gas dentro de los tanques de almacenamiento y contenedores del transporte de gas, y por ende el envejecimiento prematuro del interior de estos por corrosión, así como posibles daños en los compresores como pueden ser fractura de las válvulas de compresión, saturación y colapso de filtros, etc., se recomienda la instalación de filtros coalescentes y/o adsorbentes o secadores de gas.

Para el proceso de compresión, se tienen compresores del tipo pistón, arreglo en "W", sistema reciprocante, que significa que el gas se comprimirá en varias etapas dentro de un cilindro que sirve de recipiente y a través de un pistón que por desplazamiento reduce su volumen, este gas comprimido pasa a una siguiente etapa de compresión, en un cilindro de menor espacio para incrementar nuevamente su presión, sucediendo esto en 4 etapas de compresión, con una presión de succión de 60 @ 100 Psi, y con un rango de operación en la descarga de 3610 Psi.

Las variables del gas afectadas en este proceso son, presión, volumen y temperatura. Y cada vez que el espacio que ocupa el gas se reduce, y la separación entre las partículas del gas se estrechan ejerciendo mayor presión entre cada una de ellas, y por consecuencia una mayor fricción, la temperatura se eleva considerablemente. Por lo anterior es necesario que después de cada etapa de compresión el gas sea enfriado, para lo cual el gas es enviado a un intercambiador de calor, que es solamente un radiador con un sistema de ventilación forzada, el cual reduce la temperatura del gas antes de pasar a la siguiente etapa de compresión.

El control de apertura y cierre de válvulas, arranque y paro del compresor y ventiladores, monitoreo de todos los parámetros de compresión como son presión, temperatura, contaminación de gas, etc., lo realiza un PLC dedicado, el cual esta programado para operar el equipo de manera segura y autónoma.

Para iniciar la compresión, es indispensable que el sistema tenga presencia de gas en la succión, así como presión adecuada del mismo. De igual manera todas las demás

condiciones de operación son analizadas como presencia de alarmas, presiones y temperaturas en inter etapas, condiciones óptimas del motor eléctrico, etc. Teniendo todo lo anterior el equipo podrá ponerse en marcha ante la necesidad de compresión.

El equipo de compresión cuenta con un tanque de recuperación de gas, el cual permite que después de alcanzar la presión de descarga máxima, el gas contenido en la tubería y en cada etapa de compresión, sea enviado a un tanque recuperador, para evitar que el equipo se mantenga presurizado con altas presiones, y permita el siguiente arranque sin carga adicional,

Así también después de cada etapa de compresión tiene un expansor de gas, donde el gas se expande y provoca que los líquidos vaporizados aun existentes se precipiten y puedan ser drenados fuera del sistema de gas, lo anterior se realiza a través de las válvulas de drenado.

Como medida de seguridad, en la succión (tanque de recuperación de gas) y después de cada etapa de compresión, se cuenta con válvulas de relevo de presión las cuales están calibradas para liberar al ambiente el exceso de presión cuando rebasen 1.2 veces la presión normal de operación del equipo.

El PLC que controla la operación del compresor, monitorea y analiza constantemente todas las variables y ante la presencia de alguna anomalía determinada por puntos de referencia dadas en la programación del equipo, este puede tomar la decisión de dejar fuera de servicio el equipo, enviando una alarma visual y sonora al panel de control en el CCM, siendo condición necesaria el reconocer la alarma y corregir la anomalía para poder reiniciar y poner en servicio el equipo. Algunas de las alarmas por las que el equipo puede quedar fuera de servicio son: alta presión o temperatura en alguna de las etapas, contaminación de gas en el ambiente, pérdida de energía eléctrica, paro de emergencia activado, sobrecarga en motores de los ventiladores, baja o alta presión de succión de gas, etc.

Después de comprimir el gas, este es enviado por tuberías de acero inoxidable diseñadas para soportar la presión de operación de la estación, para su despacho o almacenamiento, dependiendo de donde se requiera, teniendo como primer prioridad los dispensarios y después el almacenamieto o buffer, y toda la operación de llenado es controlada por un PLC, el cual por medio de la presión del gas toma decisiones del destino de este a través del panel de prioridades, que es un tablero con arreglo de tuberías y valvulas automáticas con actuador neumático, que permite direccionar el flujo de gas a donde sea necesario.

Los tanques de almacenamiento son fabricados con tubo de acero al carbono templado de una sola pieza y estan interconectados para ofrecer un mayor capacidad de almacenamiento, cada tanque está diseñado para soportar la presión de operación de la estación y cuentan con válvulas de aislamiento individualmente y una válvula de relevo de presión por paquete, la cual está calibrada para liberar al ambiente el exceso de presión cuando rebasen 1.2 veces la presión normal de operación del equipo. El grupo de tanques esta configurado para una capacidad de 2000 lts de agua, instalados dentro de un bastidor de acero, en forma vertical, unidos con tubería de acero inoxidable.

En la parte inferior de cada tanque, al igual que en la descarga, cuenta con una válvula de aislamiento unida con tubería de acero inoxidable para permitir el drenado de los condensados que pudieran acumularse con el tiempo.

Los tanque de almacenamiento requieren del siguiente mantenimiento:

- Revisión/repación de fugas de gas en válvulas y conexiones.
- Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión (realizando este servicio entre los 12 y 15 meses después del último servicio, consistiendo en el cambio guías, vástagos y sellos de la válvula, así como rectificación de los acientos de sellos).
- Drenado mensual de los condensados en los tanques.
- Aplicación de pintura para evitar la corrosión
- Cada 5 años, revisión y verificación de los tanques (verificación de espesores y elongación del material, comparando contra las especificaciones del fabricante y certificados de pruebas realizadas por el mismo).

Los dispensarios son el punto de transferencia y despacho del GNC, y esta parte del proceso es la última dentro de la EDS.

Para realizar la transferencia, el dispensario cuenta con un arreglo de tuberías y válvulas que son controladas por una computadora dedicada dentro del mismo dispensario, la cual permite controlar el llenado de manera segura, este sistema monitorea la presión de llenado, la temperatura ambiente y del gas, calcula la capacidad de la unidad a llenar para la suspensión del llenado, administra el volumen de gas despachado parcial y acumulado, corrige por temperatura el volumen y presión despachado para evitar un sobrellenado.

El dispensario cuenta con un medidor de flujo másico, el cual cuantifica el volumen de gas despachado para su administración. El flujo de gas es controlado a través de válvulas automáticas operadas con solenoides eléctricas a prueba de explosión. Todo el sistema eléctrico y cableado es a prueba de explosión y parte de este se encuentra resguardado en un gabinete de estas características. Para evitar que el gas se retorne cuenta con válvulas check's en cada línea de llenado.

Como elementos de seguridad se cuenta con una válvula de relevo de presión instalada en la descarga del dispensario, la cual permite liberar el exceso de presión al ambiente. Y a través de la electrónica del dispensario y del mismo medidor de flujo másico, el dispensario se protege por un posible exceso de flujo (como puede ser alguna fuga por fractura de tuberías o rotura en las mangueras de llenado) realizando el cierre de las válvulas, bloqueando inmediatamente el flujo de gas. Así también en el acoplamiento de la manguera flexible de llenado al dispensario, se tiene un elemento mecánico llamada "break away" que es una válvula que permite desprender la manguera del dispensario, bloqueando inmediatamente el flujo gas ante un jalón excesivo de esta. Una de las características de la manguera es que es conductora de electricidad, la cual está permanentemente conectada a tierra para evitar descargas de la energía estática provocada por el flujo y la fricción del gas.

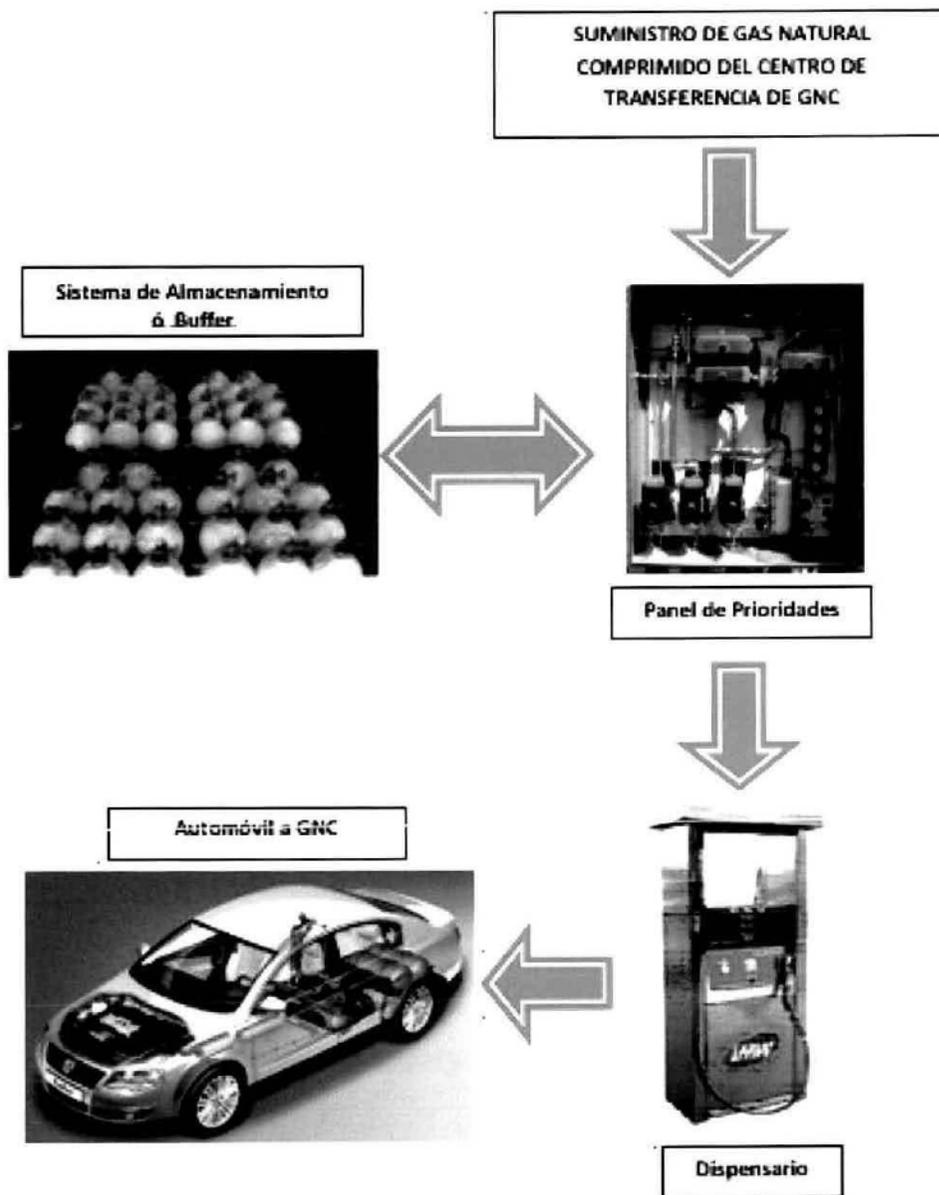
El mantenimiento necesario de este equipo es el siguiente:

- Cada vez que se requiera intervenir por mantenimiento, es indispensable por seguridad aislar y des presurizar completamente el equipo, y tomar las precauciones necesarias por si alguna tubería o elemento haya quedado obstaculizado con gas a alta presión. No confiarse esta presión de gas es muy peligrosa y puede causar daños severos a las personas o equipos.
- Revisar/corregir fugas de gas en elementos y conexiones.
- Revisar/corregir posibles congelamientos en regulador de presión o válvulas.
- Verificar/cambio de manómetros de dispensarios.
- Revisar/cambio de posibles daños en mangueras flexibles de llenado.

- Revisar/cambio de conexión de llenado
- Revisar a través del manómetro que el dispensario se mantenga presurizado permanentemente, de lo contrario buscar fuga.

Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión (realizando este servicio entre los 12 y 15 meses después del último servicio, consistiendo en el cambio guías, vástagos y sellos de la válvula, así como rectificación de los asientos de sellos).

Figura 3. DIAGRAMA DE FLUJO



ESPECIFICACIONES TECNICAS Y MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).

Presión de diseño:

Presión de diseño:

Se considera como presión de diseño, la máxima presión de operación a la que podrá llegar a trabajar la estación la cual se tomará 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 considerará una presión de 1.5 veces la máxima presión de operación como valor predeterminado para la realización de la prueba hidrostática de la estación de medición de conformidad con las normas recomendadas por Comisión Reguladora de Energía. Con los tiempos de prueba solicitados los cuales son de 24 Hrs. Y que serán inspeccionados previamente con una tercería reconocida por la C

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
GASODUCTO DE ACOMETIDA DE LA ERM

EQUIVALENCIAS:

	1 Sm3 de GN @ 20 °C & 1 kg/cm2	
GLP =	1.44 Lts	0.77 kg
Diesel =	1.00 Lts	
Combustóleo =	0.93 Lts	
Energía =	9,150.00 kCal	

PARA CALCULAR EL ESPESOR DEL GASODUCTO:

Fórmula: $tm = PD / 2SFET$

Donde:

- tm = Espesor de pared mínimo requerido (pul)
- P = Presión de diseño (lb/pul2) (man.)
- D = Diámetro exterior de la tubería (pul)
- S = Resistencia mínima a la cedencia
- F = Factor de seguridad por densidad de población
- E = Factor por eficiencia de junta
- T = Factor de corrección por temperatura

Condiciones de diseño:

Presión de Trabajo Máxima del Material (Pt) :	105.46 Kg/cm2	1,500.00 lb/pul2	103.42 bar
Factor de Diseño:	4		
Presión de diseño (P) :	47.12 Kg/cm2	670.26 lb/pul2	46.21 bar
Temperatura máxima (T) :	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Especificación de la tubería Propuesta para Cálculo:

Diámetro nominal :	2.00 Pulg.		
Diámetro Interior (d) :	2.067 Pulg.	52.5 mm	
Diámetro exterior (D) :	2.375 Pulg.	60.3 mm	
Material Norma API 5L STD:	Cédula 40 Grado B		
Presión de Trabajo :	11.22 Kg/cm2	159.59 lb/pul2	11.00 bar
Presión de Prueba (1.5 Veces la Presión de Trabajo) :	16.83 Kg/cm2	239.38 lb/pul2	16.50 bar
Resistencia Mínima a la Cedencia ó Fluencia (S) :	2,460.90 Kg/cm2	35,002.23 lb/pul2	2,413.32 bar

Clase de localización:

PUEBLA, PUE

Localización Clase :

Localización clase 4. Área unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles

De acuerdo con lo indicado en los cuadros 2, 3 y 4 de la norma **NOM-007-SECRE-2010** se toman los valores siguientes para los factores F, E y T:

F =	0.4
E =	1
T =	1

Localización	Caudales - Cobertura mínima	
	Suelo normal	Roca consolidada
Clase de localización 1 y 2	60	45
Clase de localización 3 y 4	75	60
Equipamiento con canales y zonas de drenaje en caminos públicos	90	60
Llaves de firecast	120	120

Sustituyendo valores en la fórmula, para el cálculo del espesor :

$tm = PD / 2SFET$	0.057 Pulg.
-------------------	-------------

a) Para poder determinar el diámetro de la tubería, básicamente se requiere conocer el caudal volumétrico del gas natural a suministrar, así como la velocidad recomendable para gasoductos.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

GASODUCTO DE ACOMETIDA DE LA ERM

Flujo por compresor de G.N.:	1,385 Sm ³ /hora
No. De equipos:	1
Caudal Total/Hora:	1,385 Sm ³ /hora
Horas x Día:	24
Caudal Total/Día:	33,240 Sm ³ /día

b) Para el flujo de combustible FC, se considera la condición de diseño de invierno debido a que en invierno el consumo de combustible es mayor.

c) La velocidad máxima recomendable para gasoductos es de 20m/s.

d) Para el cálculo del diámetro de la tubería, se considera la condición de presión absoluta mínima y temperatura máxima.

Presión absoluta en el punto de interconexión:

Presión (abs):

Mínima:	10.66 Kg/cm ²	151.61 lb/pul ²	10.45 bar
Normal:	11.22 Kg/cm ²	159.59 lb/pul ²	11.00 bar
Máxima:	11.78 Kg/cm ²	167.57 lb/pul ²	11.55 bar

Temperatura (T):

Mínima:	4.0 °C	39.2 °F	277.2 °K
Normal:	17.0 °C	62.6 °F	290.2 °K
Máxima:	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Composición típica del gas natural:

Componentes %MOL

Metano C1 =	93.396 % Mol
Etano C2 =	4.812 % Mol
Propano C3 =	0.092 % Mol
I Butano iC4 =	0.002 % Mol
N-Butano nC4 =	0.005 % Mol
I-Pentano iC5 =	0.013 % Mol
N-Pentano nC5 =	0.028 % Mol
Hexano +C6 =	0.017 % Mol
Nitrógeno N2 =	1.618 % Mol
CO2 =	0.017 % Mol

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:

Pmin (bar abs) =	10.45 bar
T max (° C) =	38.00 °C
QcT [Caudal Volumétrico del Combustible] =	1,385.00 Sm ³ /hora

Cálculo del caudal volumétrico del gas a condiciones de operación (m³/seg)

$Q_{op} = (Q_{cT}/3600) * (0.981/\text{presión operación}) * ((273.15 + T)/273.15 + 20)$

Qop =	0.04 Sm ³ /Seg
Qop =	137.96 Sm ³ /hora

Cálculo del diámetro de la tubería (d) mm

$d = (Q_{op}/(\text{vel. max. gas} * 0.785))^{.5}$

d (Tubo) =	Vel. Max. Del GN = 20 m/Seg		
	0.05 m	49.41 mm	1.95 Pulg.
Espeor (e) =	0.057 Pulg.		

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."			
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."			
GASODUCTO DE ACOMETIDA DE LA ERM			
Diámetro Nominal de la tubería, Norma API 5L	2.000 Pulg.	50.80 mm	Cédula 40 , Grado B
Diámetro Interior	2.067 Pulg.	52.50 mm	
Diámetro Exterior	2.375 Pulg.	60.33 mm	
Espesor API 5L, ASTM-A53/A-106	0.154 Pulg.	3.91 mm	
Peso del Tubo de Acero :	5.44 Kg/m	3.65 lb/Pie	
Velocidad del Flujo	17.71 m/Seg	38 °C Temperatura Máxima de Trabajo	
Para una Presión Máxima de Acometida a Equipos	11.78 Kg/cm ²	167.57 lb/pul ²	
Flujo Máximo	1,385.00 Sm ³ /hora		2"-GN-168#-ACO

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
GASODUCTO PARA SUCCIÓN DE 1 COMPRESORES DE GNC

EQUIVALENCIAS:

	1 Sm3 de GN @ 20 °C & 1 kg/cm2	
GLP =	1.44 Lts	0.77 kg
Diesel =	1.00 Lts	
Combustible =	0.93 Lts	
Energía =	9,150.00 kCal	

PARA CALCULAR EL ESPESOR DEL GASODUCTO:

Fórmula: $tm = PD / 2SFET$

Donde:

tm = Espesor de pared mínimo requerido (pul)

P = Presión de diseño (lb/pul2) (man.)

D = Diámetro exterior de la tubería (pul)

S = Resistencia mínima a la cedencia

F = Factor de seguridad por densidad de población

E = Factor por eficiencia de junta

T = Factor de corrección por temperatura

Condiciones de diseño:

Presión de Trabajo Máxima del Material (Pt) :	112.49 Kg/cm2	1,600.00 lb/pul2	110.32 bar
Factor de Diseño:	2		
Presión de diseño (P) :	14.99 Kg/cm2	213.26 lb/pul2	14.70 bar
Temperatura máxima (T) :	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Especificación de la tubería Propuesta para Calculo:

Diámetro nominal :	3.00 Pulg.		
Diámetro Interior (d) :	3.068 Pulg.	77.9 mm	
Diámetro exterior (D) :	3.500 Pulg.	88.9 mm	
Material Norma API 5L STD:	Cédula 40 Grado B		
Presión de Trabajo :	7.14 Kg/cm2	101.55 lb/pul2	7.00 bar
Presión de Prueba (1.5 Veces la Presión de Trabajo):	10.71 Kg/cm2	152.33 lb/pul2	10.50 bar
Resistencia Mínima a la Cedencia ó Fluencia (S) :	2,460.90 Kg/cm2	35,002.23 lb/pul2	2,413.32 bar

Clase de localización:

PUEBLA. PUE

Localización Clase:

Localización clase 4. Area unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles

De acuerdo con lo indicado en los cuadros 2, 3 y 4 de la norma NOM-007-SECRE-2010 se toman los valores siguientes para los factores F, E y T:

F =	0.4
E =	1
T =	1

Sustituyendo valores en la fórmula, para el cálculo del espesor:

$tm = PD / 2SFET$	0.027 Pulg.
-------------------	-------------

Cuadro 1. Cubierta mínima

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al tono de tuber)	
Clase de localizaciones 1 y 2	60	45
Clase de localizaciones 3 y 4	75	60
Chuzamiento con canchales y zanjas de drenaje en calle pública	90	60
Clase de terreno	120	120

a) Para poder determinar el diámetro de la tubería, básicamente se requiere conocer el caudal volumétrico del gas natural a suministrar, así como la velocidad recomendable para gasoductos.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

GASODUCTO PARA SUCCIÓN DE 1 COMPRESORES DE GNC

Flujo por compresor de G.N.:	1,385 Sm ³ /hora
No. De equipos:	1
Caudal Total/Hora:	1,385 Sm ³ /hora
Horas x Dia:	24
Caudal Total/Dia:	33,240 Sm ³ /dia

b) Para el flujo de combustible FC, se considera la condición de diseño de invierno debido a que en invierno el consumo de combustible es mayor.

c) La velocidad máxima recomendable para gasoductos es de 20m/s.

d) Para el cálculo del diámetro de la tubería, se considera la condición de presión absoluta mínima y temperatura máxima.

Presión absoluta en el punto de interconexión:

Presión (abs):

Mínima:	6.78 Kg/cm ²	96.48 lb/pul ²	6.65 bar
Normal:	7.14 Kg/cm ²	101.55 lb/pul ²	7.00 bar
Máxima:	7.50 Kg/cm ²	106.63 lb/pul ²	7.35 bar

Temperatura (T):

Mínima:	4.0 °C	39.2 °F	277.2 °K
Normal:	17.0 °C	62.6 °F	290.2 °K
Máxima:	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Composición típica del gas natural:

Componentes %MOL

Metano C1 =	93.396 % Mol
Etano C2 =	4.812 % Mol
Propano C3 =	0.092 % Mol
I-Butano iC4 =	0.002 % Mol
N-Butano nC4 =	0.005 % Mol
I-Pentano iC5 =	0.013 % Mol
N-Pentano nC5 =	0.028 % Mol
Hexano +C6 =	0.017 % Mol
Nitrógeno N2 =	1.618 % Mol
CO2 =	0.017 % Mol

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:

Pmin (bar abs) =	6.65 bar
T max (° C) =	38.00 °C
QcT (Caudal Volumétrico del Combustible) =	1,385.00 Sm ³ /hora

Cálculo del caudal volumétrico del gas a condiciones de operación (m³/seg)

$Q_{op} = (Q_{cT}/3600) * (0.981/presión\ operación) * ((273,15 + T)/273,15 + 20)$

Qop =	0.06 Sm ³ /Seg
Qop =	216.80 Sm ³ /hora

Cálculo del diámetro de la tubería (d) mm

$d = (Q_{op}/(vel.\ max.\ gas * 0.785))^{\wedge}.5$

d (Tubo) =	0.06 m	61.93 mm	2.44 Pulg.
Vel. Max. Del GN = 20 m/Seg			
Espesor (e) =		0.027 Pulg.	

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."			
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."			
GASODUCTO PARA SUCCIÓN DE 1 COMPRESORES DE GNC			
Diámetro Nominal de la tubería, Norma API 5L	3.000 Pulg.	76.20 mm	Cédula 40 , Grado B
Diámetro Interior	3.068 Pulg.	77.93 mm	
Diámetro Exterior	3.500 Pulg.	88.90 mm	
Espesor API 5L, ASTM-A53/A-106	0.216 Pulg.	5.49 mm	
Peso del Tubo de Acero :	11.27 Kg/m	7.58 lb/Pie	
Velocidad del Flujo	12.63 m/Seg	38 °C Temperatura Máxima de Trabajo	
Para una Presión Máxima de Acometida a Equipos	7.50 Kg/cm ²	106.63 lb/pul ²	
Flujo Máximo	1,385.00 Sm ³ /hora		3"-GN-106#-AC1

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
GASODUCTO DE DESCARGA DE 1 COMPRESOR DE GNC. (ALTA PRESIÓN) (*1)

EQUIVALENCIAS:

	1 Sm3 de GN @ 20 °C & 1 kg/cm2	
GLP =	1.44 Lts	0.77 kg
Diesel =	1.00 Lts	
Combustaleo =	0.93 Lts	
Energía =	9,150.00 kCal	

PARA CALCULAR EL ESPESOR DEL GASODUCTO:

Fórmula: $tm = PD / 2SFET$

Donde:

tm = Espesor de pared mínimo requerido (pul)

P = Presión de diseño (lb/pul2) (man.)

D = Diámetro exterior de la tubería (pul)

S = Resistencia mínima a la cedencia

F = Factor de seguridad por densidad de población

E = Factor por eficiencia de junta

T = Factor de corrección por temperatura

Condiciones de diseño:

Presión de Trabajo Máxima del Material (Pt) :	513.24 Kg/cm2	7,300.00 lb/pul2	503.32 bar
Factor de Diseño:	1.3		
Presión de diseño (P) :	329.04 Kg/cm2	4,680.09 lb/pul2	322.68 bar
Temperatura máxima (T) :	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Especificación de la tubería Propuesta para Cálculo:

Diámetro nominal :	0.50 Pulg.		
Diámetro Interior (d) :	0.466 Pulg.	11.8 mm	
Diámetro exterior (D) :	0.840 Pulg.	21.3 mm	
Material Norma API 5L STD:	Cédula 160 Grado B		
Presión de Trabajo:	253.11 Kg/cm2	3,600.07 lb/pul2	248.22 bar
Presión de Prueba (1.5 Veces la Presión de Trabajo):	379.67 Kg/cm2	5,400.11 lb/pul2	372.32 bar
Resistencia Mínima a la Cedencia ó Fluencia (S) :	2,460.90 Kg/cm2	35,002.23 lb/pul2	2,413.32 bar

Clase de localización:

PUEBLA, PUE

Localización Clase :

Localización clase 4. Area unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles

De acuerdo con lo indicado en los cuadros 2, 3 y 4 de la norma NOM-007-SECRE-2010 se toman los valores siguientes para los factores F, E y T:

F =	0.4
E =	1
T =	1

Sustituyendo valores en la fórmula, para el cálculo del espesor :

$tm = PD / 2SFET$	0.140 Pulg.
-------------------	-------------

Cuadro 1 - Cobertura mínima

Localización	Serie normal	Roca consolidada
	Centímetros (al lomo de tubería)	
Clase de localización 1 y 2	60	45
Clase de localización 3 y 4	75	60
Entubamiento con cámaras y juntas de dilatación en caminos públicos	90	60
Ductos de ferrocarril	120	100

a) Para poder determinar el diámetro de la tubería, básicamente se requiere conocer el caudal volumétrico del gas natural a suministrar, así como la velocidad recomendable para gasoductos.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

GASODUCTO DE DESCARGA DE 1 COMPRESOR DE GNC. (ALTA PRESIÓN) (*1)

Flujo por dispensario de G.N.V.:	1,385 Sm³/hora
No. De equipos:	1
Caudal Total/Hora:	1,385 Sm³/hora
Horas x Día:	24
Caudal Total/Día:	33,240 Sm³/día

b) Para el flujo de combustible FC, se considera la condición de diseño de invierno debido a que en invierno el consumo de combustible es mayor.

c) La velocidad máxima recomendable para gasoductos es de 20m/s.

d) Para el cálculo del diámetro de la tubería, se considera la condición de presión absoluta mínima y temperatura máxima.

Presión absoluta en el punto de interconexión:

Presión (abs):			
Minima:	210.93 Kg/cm ²	3,000.13 lb/pul ²	206.85 bar
Normal:	253.11 Kg/cm ²	3,600.07 lb/pul ²	248.22 bar
Máxima:	253.11 Kg/cm ²	3,600.07 lb/pul ²	248.22 bar

Temperatura (T):

Minima:	4.0 °C	39.2 °F	277.2 °K
Normal:	17.0 °C	62.6 °F	290.2 °K
Máxima:	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Composición típica del gas natural:

Componentes %MOL	
Metano C1 =	93.396 % Mol
Etano C2 =	4.812 % Mol
Propano C3 =	0.092 % Mol
I Butano iC4 =	0.002 % Mol
N-Butano nC4 =	0.005 % Mol
I-Pentano iC5 =	0.013 % Mol
N-Pentano nC5 =	0.028 % Mol
Hexano +C6 =	0.017 % Mol
Nitrógeno N2 =	1.618 % Mol
CO2 =	0.017 % Mol

CÁLCULO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:

Pmin (bar abs) =	206.85 bar
T max (°C) =	38.00 °C
QcT (Caudal Volumétrico del Combustible) =	1,385.00 Sm ³ /hora

Cálculo del caudal volumétrico del gas a condiciones de operación (m³/seg)

Qop = (QcT/3600)*(0.981/presión operación)*((273,15 + T)/273,15+20)	
Qop =	0.00 Sm ³ /Seg
Qop =	6.97 Sm ³ /hora

Cálculo del diámetro de la tubería (d) mm

$$d = (Qop / (vel. max. gas * 0.785))^{0.5}$$

d (Tubo) =	Vel. Max. Del GN = 20 m/Seg		
	0.01 m	11.11 mm	0.44 Pulg.
Espesor (e) =		0.140 Pulg.	

"LITRO GAS, S.A. DE C.V.""			
EDS DE GNCV - LITROGAS, PUEBLA, PUE."			
GASODUCTO DE DESCARGA DE 1 COMPRESOR DE GNC. (ALTA PRESIÓN) (*1)			
Diámetro Nominal de la tubería, Norma API 5L	0.500 Pulg.	12.70 mm	Cédula 160, Grado B
Diámetro Interior	0.466 Pulg.	11.84 mm	
Diámetro Exterior	0.840 Pulg.	21.34 mm	
Espesor API 5L, ASTM-A53/A-106	0.187 Pulg.	4.75 mm	
Peso del Tubo de Acero:	1.95 Kg/m	1.31 lb/Pie	
Velocidad del Flujo	17.61 m/Seg	38 °C Temperatura Máxima de Trabajo	
Para una Presión Máxima de Acometida	253.11 Kg/cm ²	3,600.07 lb/pul ²	
Flujo Máxima	1,385.00 Sm ³ /hora		0.50"-GNC-3600#-AC2

NOTA: Equivalente en Tubing SS-316, DE 0.75" O.D.x 0.083 DE ESPESOR.
(Velocidad del flujo = 11.21 m/seg)

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GNC A 1 DISPENSARIO DE GNV. (ALTA PRESIÓN) (*2)

EQUIVALENCIAS:

	1 Sm ³ de GN @ 20 °C & 1 kg/cm ²	
GLP =	1.44 Lts	0.77 kg
Diesel =	1.00 Lts	
Combustóleo =	0.93 Lts	
Energía =	9,150.00 kCal	

PARA CALCULAR EL ESPESOR DEL GASODUCTO:

Fórmula: $tm = PD / 2SFET$

Donde:
 tm = Espesor de pared mínimo requerido (pul)
 P = Presión de diseño (lb/pul²) (man.)
 D = Diámetro exterior de la tubería (pul)
 S = Resistencia mínima a la cedencia
 F = Factor de seguridad por densidad de población
 E = Factor por eficiencia de junta
 T = Factor de corrección por temperatura

Condiciones de diseño:

Presión de Trabajo Máxima del Material (Pt) :	513.24 Kg/cm ²	7,300.00 lb/pul ²	503.32 bar
Factor de Diseño:	1.3		
Presión de diseño (P) :	329.04 Kg/cm ²	4,680.09 lb/pul ²	322.68 bar
Temperatura máxima (T) :	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Especificación de la tubería Propuesta para Cálculo:

Diámetro nominal :	0.50 Pulg.		
Diámetro Interior (d) :	0.466 Pulg.	11.8 mm	
Diámetro exterior (D) :	0.840 Pulg.	21.3 mm	
Material Norma API 5L STD:	Cédula 160 Grado B		
Presión de Trabajo :	253.11 Kg/cm ²	3,600.07 lb/pul ²	248.22 bar
Presión de Prueba (1.5 Veces la Presión de Trabajo) :	379.67 Kg/cm ²	5,400.11 lb/pul ²	372.32 bar
Resistencia Mínima a la Cedencia ó Fluencia (S) :	2,460.90 Kg/cm ²	35,002.23 lb/pul ²	2,413.32 bar

Clase de localización:

PUEBLA, PUE

Localización Clase :

Localización clase 4. Area unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles

De acuerdo con lo indicado en los cuadros 2, 3 y 4 de la norma **NOM-007-SECRE-2010** se toman los valores siguientes para los factores F, E y T:

F =	0.4
E =	1
T =	1

Cuadro 1.- Cubierta mínima

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al torno de tubería)	
Clase de localizaciónes 1 y 2	60	45
Clase de localizaciónes 3 y 4	75	60
Cruce con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

Sustituyendo valores en la fórmula, para el cálculo del espesor:

$tm = PD / 2SFET$	0.140 Pulg.
-------------------	-------------

a) Para poder determinar el diámetro de la tubería, básicamente se requiere conocer el caudal volumétrico del gas natural a suministrar, así como la velocidad recomendable para gasoductos.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GNC A 1 DISPENSARIO DE GNV. (ALTA PRESIÓN) (*2)

Flujo por dispensario de G.N.V. :	1,000 Sm3/hora
No. De equipos:	1
Caudal Total/Hora:	1,000 Sm3/hora
Horas x Día:	24
Caudal Total/Día:	24,000 Sm3/día

b) Para el flujo de combustible FC, se considera la condición de diseño de invierno debido a que en invierno el consumo de combustible es mayor.

c) La velocidad máxima recomendable para gasoductos es de 20m/s.

d) Para el cálculo del diámetro de la tubería, se considera la condición de presión absoluta mínima y temperatura máxima.

Presión absoluta en el punto de interconexión:

Presión (abs):

Mínima:	210.93 Kg/cm2	3,000.13 lb/pul2	206.85 bar
Normal:	253.11 Kg/cm2	3,600.07 lb/pul2	248.22 bar
Máxima:	253.11 Kg/cm2	3,600.07 lb/pul2	248.22 bar

Temperatura (T):

Mínima:	4.0 °C	39.2 °F	277.2 °K
Normal:	17.0 °C	62.6 °F	290.2 °K
Máxima:	38.0 °C	100.4 °F	311.2 °K

Composición típica del gas natural:

Componentes %MOL

Metano C1 =	93.396 % Mol
Etano C2 =	4.812 % Mol
Propano C3 =	0.092 % Mol
I-Butano iC4 =	0.002 % Mol
N-Butano nC4 =	0.005 % Mol
I-Pentano iC5 =	0.013 % Mol
N-Pentano nC5 =	0.028 % Mol
Hexano +C6 =	0.017 % Mol
Nitrógeno N2 =	1.618 % Mol
CO2 =	0.017 % Mol

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:

Pmin (bar abs) =	206.85 bar
T max (° C) =	38.00 °C
QCT (Caudal Volumétrico del Combustible) =	1,000.00 Sm3/hora

Cálculo del caudal volumétrico del gas a condiciones de operación (m3/seg)

$Qop = (QcT/3600) * (0.981/presión\ operación) * ((273.15 + T)/273.15 + 20)$

Qop =	0.00 Sm3/Seg
Qop =	5.03 Sm3/hora

Cálculo del diámetro de la tubería (d) mm

$d = (Qop / (vel.\ max.\ gas * 0.785))^{.5}$

d (Tubo) =	0.01 m	9.44 mm	0.37 Pulg.
	Vel. Max. Del GN = 20 m/Seg		
Espeor (e) =	0.140 Pulg.		

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."			
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."			
GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GNC A 1 DISPENSARIO DE GNV. (ALTA PRESIÓN) (*2)			
Diámetro Nominal de la tubería, Norma API 5L	0.500 Pulg.	12.70 mm	<i>Cédula 160, Grado B</i>
Diámetro Interior	0.466 Pulg.	11.84 mm	
Diámetro Exterior	0.840 Pulg.	21.34 mm	
Espesor API 5L, ASTM-A53/A-106	0.187 Pulg.	4.75 mm	
Peso del Tubo de Acero :	1.95 Kg/m	1.31 lb/Pie	
Velocidad del Flujo	12.71 m/Seg	38 °C Temperatura Máxima de Trabajo	
Para una Presión Máxima de Acometida	253.11 Kg/cm2	3,600.07 lb/pul2	
Flujo Máximo	1,000.00 Sm3/hora		0.50"-GNC-3600#-AC3

NOTA: Equivalente en Tubing SS-316, DE 0.5" O.D.x 0.065 DE ESPESOR.
 (Velocidad del flujo = 20.17 m/seg)

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

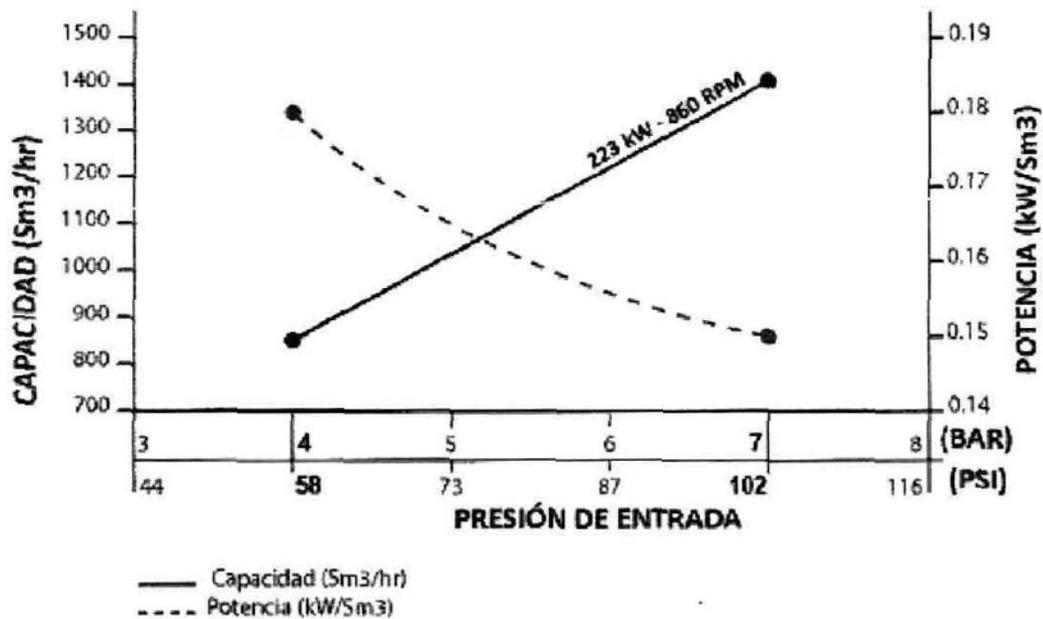
UNIDAD DE COMPRESIÓN IMW50-5500DA-300-4500-4AC

Quotation No.	Q2012-060-12	Poder del motor:	300 HP
Presión de Entrada:	4 - 7 BARG	Presión de Descarga:	<=250 BARG
Velocidad:	985 RPM		
Configuración:	5.75DA+3.75DA+3.125SC+1.625SH		
Método de refrigeración:	Cilindros enfriados por aire y refrigeración del gas en las etapas intermedias		
PRESIÓN DE ENTRADA	CONSUMO DE ENERGÍA (Kw)	CAPACIDAD (Sm3/hr)	POTENCIA (Kw/Sm3)
4 BARG	152	858	0.18
5,5 BARG	184	1,132	0.16
7 BARG	214	1,409	0.15

* La presión máxima de entrada no debe excederse en ningún momento. El rendimiento puede variar según las condiciones reales del lugar de operación. Los valores son tomados a los 23°C (73.4°F) de temperatura. El consumo de energía es calculado al promedio de la presión de salida de 220 BARG. La información de rendimiento y configuración final pueden cambiar cuando se realice la ingeniería de detalle.

CURVA DE DESEMPEÑO IMW50-5750DA-300-3625-4AC

IMW COMPRESOR: CAPACIDAD Y POTENCIA



CARACTERÍSTICAS DEL COMPRESOR:

- CONFIGURACIÓN DEL COMPRESOR ESTILO “W”
 - DISEÑO BALANCEADO RECIPROCANTE PARA MENORES VIBRACIONES Y BAJO NIVEL DE RUIDO
 - VIDA ÚTIL DE SERVICIO DE UN MÍNIMO DE 25 AÑOS PARA EL CUERPO DEL COMPRESOR.

- CILINDROS, PISTONES Y VÁLVULAS NO-LUBRICADOS
 - ANILLOS Y EMPAQUETADURAS HECHAS DE TEFLON®* AUTOLUBRICADO COMPOSITE
 - CICLO DE VIDA DE SERVICIO DE LOS ANILLOS Y EMPAQUES DE 5000 ~ 8000 HORAS
 - TÍPICAMENTE SE TRANSFIEREN MENOS DE 5 PPM DE ACEITE EN EL GAS DE DESCARGA
 - Y/O ANILLOS PEEK DE LOS PISTONES CONFORME SE REQUIERAN

- INTERCAMBIADORES DE CALOR DE ALTA EFICIENCIA PARA LAS ETAPAS INTERMEDIAS DE COMPRESIÓN Y ENFRIAMIENTO DEL GAS DESCARGADO
 - DISEÑO PRESURIZADO CÓDIGO ASME VIII DIV I
 - TEMPERATURA DE SALIDA DEL GAS= 10 °C SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTAL
 - OPCIONAL – VENTILADOR(ES) DE VELOCIDAD VARIABLE PARA AHORRO DE ENERGÍA Y REDUCCIÓN DE RUIDO DURANTE LAS HORAS DE BAJA DEMANDA DE LAS OPERACIONES DE LA ESTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES BAJO UNA TEMPERATURA MÁS FRESCA DEL AIRE (POR LA NOCHE, CUANDO SE REQUIERE MENOS RUIDO)

- FUERZA MOTRIZ PRINCIPAL
 - MOTOR(ES) ELÉCTRICO(S) DISEÑADO(S) PARA 440 V 60 HZ 3 PH DE TIPO EXPLOSION PROOF CLASE 1 DIVISION 1 GRUPO D (A PRUEBA DE EXPLOSIÓN)
 - ENCENDIDO CON ARRANCADOR SUAVE (PARA UN REDUCIDO CONSUMO AL ENCENDER)
 - PLATAFORMA SKID DISEÑADA PARA FÁCIL ACCESO EN EL SERVICIO Y MANTENIMIENTO

- ENSAMBLE DE LA ENTRADA DEL GAS:
 - CONECTOR FLEXIBLE PARA FIJAR AL DUCTO DE SUMINISTRO DEL GAS
 - VÁLVULA DE ENTRADA ACTIVADA, FILTRO DE ENTRADA, (25 MICRON), VÁLVULA CHECK
 - VÁLVULA MANUAL DE AISLAMIENTO

- TANQUES DE SELLO ASME “U” PARA EL GAS RECUPERADO Y PULSACIÓN DE ENTRADA

- PANEL DE INSTRUMENTOS MONTADO QUE MUESTRA EL ESTADO DEL SISTEMA, LAS PRESIONES Y LAS TEMPERATURAS

- CONTROL ELÉCTRICO (PLC) CON INDICADORES DEL ESTADO DE LA ALARMA
 - EL PLC MONITOREA Y CONTROLA TODAS LAS FUNCIONES DEL COMPRESOR INCLUYENDO ENCENDIDOS Y APAGADOS – TABLERO DE PLC SERÁ REMOTO
 - LOS PUNTOS DE OPERACIÓN SON AJUSTABLES EN EL CAMPO
- FILTRO DE DESCARGA (1 MICRON) AL 99.95% DE EFICIENCIA
- AMORTIGUADOR DE PULSACIÓN DE DESCARGA
 - AMORTIGUADORES DE PULSACIÓN INTERETAPAS / TANQUES DEPURADORES CON DRENAJES DE CONDENSADOS
- TUBERÍA INTER ETAPAS PROTEGIDA CON VÁLVULAS DE ALIVIO CON SELLO ASME "UV"
- TODAS LAS CONEXIONES DE LAS TUBERÍAS SON DE ACERO INOXIDABLE DE TIPO COMPRESIÓN DE DOBLE FERRULE

TABLERO DE CONTROL ELÉCTRICO:

- PANEL ELÉCTRICO ASEGURABLE NEMA XII QUE ALBERGA A TODAS LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS
ADECUADO PARA MONTAJE REMOTO EN LOCACIONES NO PELIGROSAS (INTERIORES)
- EL MEDIDOR HORARIO MUESTRA LAS HORAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GNC
- CONTIENE EL SWITCH DE DESCONEXIÓN DEL MOTOR PRINCIPAL CON INTERBLOQUEO DEL PANEL DE LA PUERTA
- CONTIENE LOS CONTACTORES DE MOTOR, LOS INTERRUPTORES, LOS TRANSFORMADORES, LOS TERMINALES DE LOS CABLES
- PAQUETE DE PROTECCIÓN DE ENERGÍA: PARA PROTECCIÓN DE SOBRE / FALTA DE VOLTAJE Y MONITOR DE VOLTAJE / REGISTRO DE DATOS EN EL PLC.
- LA OPERACIÓN DEL COMPRESOR ES COMPLETAMENTE AUTOMÁTICA Y AUTO MONITORIZADA CON DESCONEXIONES DE SEGURIDAD AUTOMÁTICAS E INDICADORES DE ESTADO PARA LAS SIGUIENTES CONDICIONES DE ALARMA:
 - PRESIÓN DE ENTRADA ALTA / BAJA
 - TEMPERATURA DE DESCARGA ALTA EN TODAS LAS ETAPAS
 - ALTA PRESIÓN AL FINAL DE LA DESCARGA
 - BAJA PRESIÓN DE ACEITE
 - NIVEL BAJO DE ACEITE (OPCIONAL)
 - SOBRECARGA DEL MOTOR IMPULSOR
 - SOBRECARGA DEL MOTOR DEL VENTILADOR
 - VOLTAJE ALTO / BAJO (OPCIÓN DE PROTECCIÓN DE ENERGÍA)

- BOTÓN PULSADOR DE PARADA DE EMERGENCIA (ESD) ACTIVADO
- DETECCIÓN DEL LÍMITE INFERIOR EXPLOSIVO DEL GAS (LEL)
- DETECCIÓN DEL LÍMITE DE FUEGO O DE CALOR

- MONITOREO REMOTO PLC UPGRADE CON MODEM DE 56.6 K Y AUTO-MARCADOR

- SOFTWARE SCADA PARA LA TOMA DE DATOS Y LA VISUALIZACIÓN REMOTA DE ADVERTENCIAS APLICABLES Y SENSORES INSTALADOS

CABINA DE INSONORIZACIÓN

- CABINA DE INSONORIZACIÓN DEL COMPRESOR AUTO-SUSTENTABLE, AUTO-CONTENIDA, A PRUEBA DE LA INTEMPERIE

- DISEÑADA PARA PERMITIR EL ACCESO PARA EL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DEL COMPRESOR

- LOS PANELES DE LAS PUERTAS DE ACCESO SON REMOVIBLES PARA UN FÁCIL ACCESO DEL EQUIPO

- CONSTRUCCIÓN DE ACERO DE LA ESTRUCTURA

- PUNTOS DE IZAJE EXTERIORES DE USO PESADO (PARA LA GRÚA)

- PUNTOS DE IZAJE INTERIORES DE MANTENIMIENTO (PARA DARLE SERVICIO)

- ILUMINACIÓN EXPLOSION-PROOF, A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

- PANEL DE CONTROL MONTADO EXTERIORMENTE EN UN CABINETE SELLADO A PRUEBA DE LA INTEMPERIE QUE CONTIENE EL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (NOTA: EL ÁREA EXTERNA DE LA CABINA DE INSONORIZACIÓN DEBE SER DE CLASE 1 DIVISION 2 PER NFPA-52)
LA PANTALLA DE INTERFASE DEL OPERADOR (LCD) Y EL BOTÓN DE APAGADO DE EMERGENCIA (ESD) ESTÁN MONTADOS EN EL PANEL DE LA PUERTA

SISTEMA DE DETECCIÓN DE GASES / VENTILACION

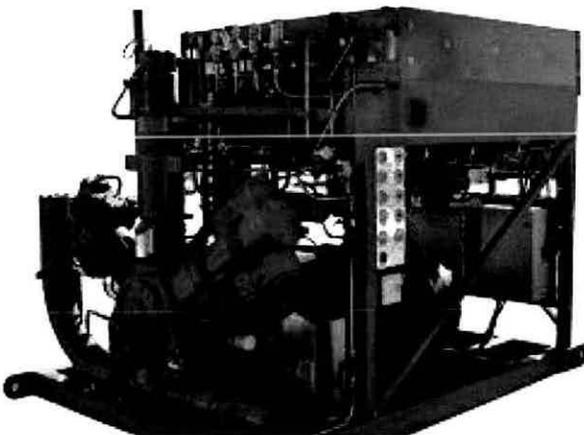
- DETECTOR DE GASES DIGITAL COMPLETO CON CABEZAL SENSOR RECAMBIABLE

- VENTILA DEL VENTILADOR ACTIVADA AL 20% LEL (LOWER EXPLOSIVE LIMIT, LÍMITE INFERIOR EXPLOSIVO)

- SISTEMA DE APAGADO Y ALARMA ACTIVADOS AL 40% LEL

- PAQUETE ESTÁNDAR DE ATENUACIÓN SONORA (75 DBA @ 3 M BAJO CONDICIONES DE CAMPO ABIERTO)
- MATERIAL DE ATENUACIÓN SONORA EN EL INTERIOR DE LA CABINA
- PROTECCIÓN CON METAL PERFORADO SOBRE EL MATERIAL DE ATENUACIÓN EN LAS PUERTAS
- AISLAMIENTO DEL SKID PARA REDUCIR LAS VIBRACIONES DE BAJA FRECUENCIA
- SILENCIADORES DE ENTRADA Y DESCARGA PROPORCIONADOS PARA ENFRIAR EL AIRE INTERCAMBIADO

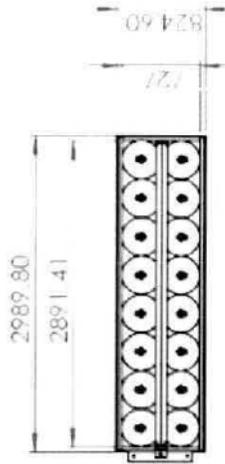
Figura 4. COMPRESOR ESTILO "W"



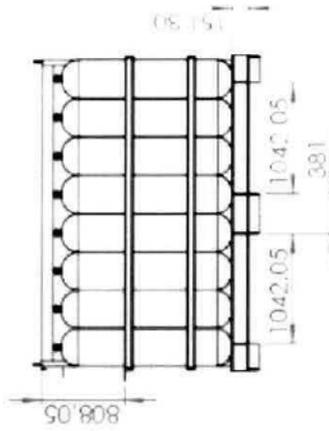
FICHA TÉCNICA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

- EL MÓDULO DE ALMACENAJE PERMITE QUE EL EXCESO DE GNC, SEA CAPTURADO Y ALMACENADO CUANDO ES COMPRIMIDO POR UN COMPRESOR DE GNC.
- EL ALMACENAJE Ó BUFFER ESTÁ DISEÑADO PARA UN TAMAÑO ÓPTIMO.
- EL MARCO ES DE CONSTRUCCIÓN SOLDADA CON UNA BASE DE ACERO ESTRUCTURAL.
- EL MARCO TIENE INCORPORADOS PUNTOS DE IZAJE Y LAS CONEXIONES ESTÁN DISEÑADAS PARA ASEGURAR A LOS CILINDROS Y QUE NO SE MUEVAN.
- CADA CILINDRO ESTÁ MONTADO HORIZONTALMENTE O VERTICALMENTE PARA PERMITIR UN FÁCIL ACCESO DE CADA CILINDRO INDIVIDUALMENTE EN CASO DE SU MANTENIMIENTO.
- TODA LA TUBERÍA INTERCONECTADA DEBERÁ SER DIMENSIONADA E INSTALADA PARA EL ALIVIO DE LOS ESFUERZOS DE CONTRACCIÓN Y EXPANSIÓN, ENTUBADO CON TUBERÍA DE ACERO INOXIDABLE AISI316, ASTM A269
- UNA VÁLVULA CON SELLO ASME "UV" EN CADA BANCO
- CADA CILINDRO TIENE UNA VÁLVULA MANUAL DE AISLAMIENTO Y DE EXCESO DE FLUJO
- UNA VÁLVULA DE ACERO INOXIDABLE DE AISLAMIENTO EN CADA BANCO DE ALMACENAMIENTO
- BASE ESTRUCTURAL DE ACERO CON GANCHOS DE IZAJE
- PARA LA CONFIGURACIÓN DE UNA SOLA LÍNEA TODOS LOS CILINDROS SE ENTUBAN ENTRE SÍ DENTRO DE UNA SOLA LÍNEA. SOLAMENTE SE REQUIEREN UNA VÁLVULA ESD Y UNA VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN DE 300 BAR..

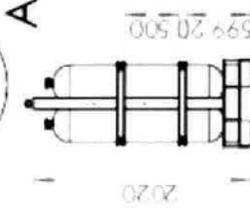
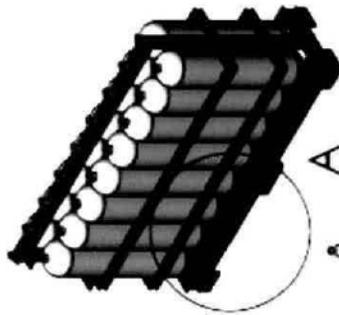
ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
 ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR



Vista Superior



Vista frontal



Vista Lateral



DETALLE A

Estructura rígida diseñada para soportar los estuferos producto de trazo de la estructura.

ESPECIFICACIONES DEL ALMACENAJE	
CAPACIDAD DE CILINDROS (LITROS)	325
CAPACIDAD EN LITROS	2000
CANTIDAD DE CILINDROS	16
DISTRIBUCIÓN	802 (VERTICAL)
NUMERO DE LINEAL	0.1
PRESON DE TRABAJO DE DISEÑO (PSI)	250 BAR
PRESON DE PRUEBA (PSI)	375 BAR
CODIGO DE DISEÑO	50.98M.1.199
MATERIAL Y CONDICIONACION	AS-30.3.36.1ANSA ALUMINUM L-ENTR0000030.100070
MARCA VALVULA DE SEGURIDAD	TAYTON
ROSCA DE VALVULA	3/4 NPT

NAME DATE
 ANIBELIS

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
 DIMENSIONS ARE IN MM
 FRACTIONAL
 ANGULAR MULTIPLE END
 TWO PLACE DECIMAL
 THREE PLACE DECIMAL
 DRAWN CHECKED
 ENG APPR
 MFG APPR

PROPERTY AND CONFIDENTIAL
 INFORMATION CONTAINED HEREIN IS
 DRAWINGS THE PROPERTY OF
 AND IS TO BE KEPT SECRET AND NOT
 REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY
 FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC
 OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING,
 RECORDING, OR BY ANY INFORMATION
 STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM,
 WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF
 AMB COLUMBIA S.A. S. 1.0
 PROHIBED

DESIGNER
 CHECKER
 APPR
 MFG APPR
 DATE
 SCALE

COMMENTS
 30-107 SCALE DRAWING

TITLE
ALMACENAMIENTO

SIZE DWG. NO
A 0015
 SCALE: 1:50 WEIGHT SHEET 1 OF 1

REV
 1

2

3

4

5

FICHA TÉCNICA DEL DISPENSARIO (Con Equipo de Medición Calibrado)

- SURTIDOR DE DOBLE MANGUERA
- DISEÑADO PARA TRABAJOS CON COMBUSTIBLE GNV
- PRECISION +/- 0.5 %
- SUMINISTRO DE UNA LÍNEA CON CONTROL ELECTRÓNICO SECUENCIAL A BORDO
- VELOCIDAD PROMEDIO DE FLUJO NOMINAL DE 800 Sm³/hr
- MEDIDORES DE FLUJO MARCA KROHNE (EXACTITUD CALIBRADA A +/- 0.5%)
- PRESIÓN DE TRABAJO DE 3600 PSIG; PRESIÓN ESTÁNDAR DE LLENADO DE 3000 PSIG
- SISTEMA ELECTRÓNICO DE COMPENSACIÓN DE TEMPERATURA
- UNA VÁLVULA DE BOLA DE EMERGENCIA DE AISLAMIENTO Y UNA VÁLVULA DE AGUJA DE DESFOGUE POR MANGUERA
- DOS MANGUERAS DE LLENADO FLEXIBLES DE CARGA SIMULTANEA ELÉCTRICAMENTE CONDUCTIVAS DE 12 PIES
- MANGUERA PARA CANALIZACION DE VENDEO
- VÁLVULAS DE ACERO INOXIDABLE DE TRES VÍAS DE LLENADO Y BOQUILLAS DE GNV 1 TIPO 2 O PICO DE LLENADO
- VÁLVULAS SOLENOIDE ELÉCTRICAMENTE ACTUADAS
- CONEXIONES DE COMPRESIÓN DE ACERO INOXIDABLE DE DOBLE FERRULE CON TUBOS ASME SA213 TP316SS 1/4"
- PANTALLAS CON LUZ RETROPROYECTADA DE 3 LÍNEAS CON EL PRECIO TOTAL, Y CON EL PRECIO UNITARIO (LCD)
- TOTALIZADORES NO-RESETEABLES CON COMUNICADOR REMOTO MANUAL
- GABINETE TOTALMENTE DE ACERO INOXIDABLE CON CAPACIDADES PARA SELLO DE CABLES Y PARA SEGURIDAD ADICIONAL, SEGÚN MEDIDAS SOLICITADAS POR EL CLIENTE.
- COMPONENTES APROBADOS POR CSA O POR UL
- BOTÓN DE PRESIÓN ESD PARA EL SISTEMA DE APAGADO AUTOMÁTICO Y AISLAMIENTO DEL ALMACENAJE DE GAS
- FILTRO DE ENTRADA
- ELECTRÓNICA PUMP CONTROL
- VÁLVULAS BREAK AWAY DE VENDEO Y LLENADO
- MANÓMETRO PRESOSTATO DE 4" DE DIAL
- ELECTROVÁLVULA MARCA JEFFERSON



Puesta en Marcha y Operación de la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). . Los procedimientos y protocolos para la puesta en marcha e inicio de operaciones de las instalaciones serán elaborados y revisados durante la fase de diseño. Estos serán previamente validados por la Unidad de Verificación. Como mínimo la puesta en marcha de la estación de servicio comprenderá lo siguiente:

- Planeación, preparación y programación de los procedimientos de pruebas previas a la puesta en servicio de los equipos y sistemas a fin de asegurar su correcta ejecución. Toda inconsistencia u omisiones con las especificaciones y procedimientos constructivos y/o de instalación serán corregidas.
- La puesta en servicio de las instalaciones se realizará con base a la verificación de cada sistema, uno por uno.

Las principales actividades de la puesta en marcha incluirán al menos los siguientes aspectos:

- Verificación de la terminación de la construcción según el diagrama de tubería e instrumentos;
- Ejecución y verificación de resultados de pruebas hermeticidad de tuberías;
- Verificación de los enlaces de control y comunicación;
- Verificación y pruebas de la estación de medición,
- Pruebas de comunicación del sistema SCADA
- Pruebas de lazos de los sistemas de control,
- Pruebas del sistema de suministro de agua contra incendios,
- Verificación y pruebas del sistema de desfogues,
- Puestas en servicio de las válvulas de seccionamiento y de los actuadores.
- Puesta en servicio del sistema y servicio de aire comprimido;
- Simulación del software de control de la unidad;
- Verificación de la continuidad y correcto conexionado del sistema eléctrico general;
- Verificación de la simulación del Paro de Emergencia (ESD) y señales auditivas y luminosas;
- Puesta en servicio del suministro eléctrico primario;
- Puesta en servicio del sistema de potencia y distribución de energía eléctrica principal, incluyendo la conexión principal del cable conector y el alimentador, el circuito principal

y el cierre de protección, los interruptores automáticos, el conmutador y los controles de la iluminación;

- Verificación de tableros de distribución y de circuitos derivados.
- Verificación de sistema de suministro de energía de respaldo (UPS) incluyendo los bancos de acumuladores, el rectificador y el cargador de acumuladores;
- Verificaciones funcionales de los sistemas de medición, protección, seguridad y alarma.
- Verificación del correcto funcionamiento y Calibración de equipos;
- Puesta en marcha lenta para compresores, motores, dispensarios y demás equipos.
- Coordinar con PEMEX la carga del sistema con gas natural
- Pruebas de resistencia de toda tubería;
- Prueba del sistema de protección catódica.

Puesta en Marcha y Operación de la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).. Los procedimientos y protocolos para la puesta en marcha e inicio de operaciones de las instalaciones serán elaborados y revisados durante la fase de diseño. Estos serán previamente validados por la Unidad de Verificación. Como mínimo la puesta en marcha de la estación de servicio comprenderá lo siguiente:

- Planeación, preparación y programación de los procedimientos de pruebas previas a la puesta en servicio de los equipos y sistemas a fin de asegurar su correcta ejecución. Toda inconsistencia u omisiones con las especificaciones y procedimientos constructivos y/o de instalación serán corregidas.
- La puesta en servicio de las instalaciones se realizará con base a la verificación de cada sistema, uno por uno.

Las principales actividades de la puesta en marcha incluirán al menos los siguientes aspectos:

- Verificación de la terminación de la construcción según el diagrama de tubería e instrumentos;
- Ejecución y verificación de resultados de pruebas hermeticidad de tuberías;
- Verificación de los enlaces de control y comunicación;
- Verificación y pruebas de la estación de medición,
- Pruebas de comunicación del sistema SCADA
- Pruebas de lazos de los sistemas de control,
- Pruebas del sistema de suministro de agua contra incendios,
- Verificación y pruebas del sistema de desfogue,
- Puestas en servicio de las válvulas de seccionamiento y de los actuadores.
- Puesta en servicio del sistema y servicio de aire comprimido;
- Simulación del software de control de la unidad;
- Verificación de la continuidad y correcto conexionado del sistema eléctrico general;
- Verificación de la simulación del Paro de Emergencia (ESD) y señales auditivas y luminosas;
- Puesta en servicio del suministro eléctrico primario;

- Puesta en servicio del sistema de potencia y distribución de energía eléctrica principal, incluyendo la conexión principal del cable conector y el alimentador, el circuito principal y el cierre de protección, los interruptores automáticos, el conmutador y los controles de la iluminación;
- Verificación de tableros de distribución y de circuitos derivados.
- Verificación de sistema de suministro de energía de respaldo (UPS) incluyendo los bancos de acumuladores, el rectificador y el cargador de acumuladores;
- Verificaciones funcionales de los sistemas de medición, protección, seguridad y alarma.
- Verificación del correcto funcionamiento y Calibración de equipos;
- Puesta en marcha lenta para compresores, motores, dispensarios y demás equipos.
- Coordinar con PEMEX la carga del sistema con gas natural
- Pruebas de resistencia de toda tubería;
- Prueba del sistema de protección catódica.

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 Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular no está considerada como de empresa de alto riesgo debido a que la cantidad que manejará de gas natural es la siguiente:

Tabla 8. Gas natural manejado en la planta

Equipo	Cantidad almacenada de gas	Cantidad de reporte
Tuberías	57 kg	500 kg
Almacenamiento temporal buffer	340 kg	
Total	397 kg*	

*No rebasa la cantidad de reporte

I.3.2 Equipos de Proceso y Auxiliares

Características del compresor:

- Configuración del compresor estilo "W"
- Diseño balanceado recíprocante para menores vibraciones y bajo nivel de ruido
- Vida útil de servicio de un mínimo de 25 años para el cuerpo del compresor.
- Cilindros, pistones y válvulas no-lubricados
- Anillos y empaquetaduras hechas de teflon®* autolubricado composite
- Ciclo de vida de servicio de los anillos y empaques de 5000 ~ 8000 horas
- Típicamente se transfieren menos de 5 ppm de aceite en el gas de descarga

- Y/o anillos peek de los pistones conforme se requieran
- Intercambiadores de calor de alta eficiencia para las etapas intermedias de compresión y enfriamiento del gas descargado
- Diseño presurizado código ASME VIII DIV I
- Temperatura de salida del gas= 10 °C sobre la temperatura ambiental
- Opcional – ventilador(es) de velocidad variable para ahorro de energía y reducción de ruido durante las horas de baja demanda de las operaciones de la estación y condiciones ambientales bajo una temperatura más fresca del aire (por la noche, cuando se requiere menos ruido)

Fuerza motriz principal

- Motor(es) eléctrico(s) diseñado(s) para 440 v 60 HZ 3 PH de tipo explosión proof clase 1 division 1 grupo d (a prueba de explosión)
- Encendido con arrancador suave (para un reducido consumo al encender)
- Plataforma skid diseñada para fácil acceso en el servicio y mantenimiento

Ensamble de la entrada del gas:

- Conector flexible para fijar al ducto de suministro del gas
- Válvula de entrada activada, filtro de entrada, (25 micron), válvula check
- Válvula manual de aislamiento
- Tanques de sello ASME “U” para el gas recuperado y pulsación de entrada

Panel de instrumentos montado que muestra el estado del sistema, las presiones y las temperaturas

- Control eléctrico (PLC) con indicadores del estado de la alarma
- El PLC monitorea y controla todas las funciones del compresor incluyendo encendidos y apagados – tablero de PLC será remoto

Los puntos de operación son ajustables en el campo

- Filtro de descarga (1 micron) al 99.95% de eficiencia
- Amortiguador de pulsación de descarga
- Amortiguadores de pulsación interetapas / tanques depuradores con drenajes de condensados
- Tubería inter etapas protegida con válvulas de alivio con sello ASME “UV”
- Todas las conexiones de las tuberías son de acero inoxidable de tipo compresión de doble ferrule

Tablero de control eléctrico:

- Panel eléctrico asegurable NEMA XII que alberga a todas las conexiones eléctricas adecuado para montaje remoto en locaciones no peligrosas (interiores)
- El medidor horario muestra las horas de operación del sistema de GNC
- Contiene el switch de desconexión del motor principal con interbloqueo del panel de la puerta
- Contiene los contactores de motor, los interruptores, los transformadores, los terminales de los cables

- Paquete de protección de energía: para protección de sobre / falta de voltaje y monitor de voltaje / registro de datos en el PLC.

La operación del compresor es completamente automática y auto monitorizada con desconexiones de seguridad automáticas e indicadores de estado para las siguientes condiciones de alarma:

- Presión de entrada alta / baja
- Temperatura de descarga alta en todas las etapas
- Alta presión al final de la descarga
- Baja presión de aceite
- Nivel bajo de aceite (opcional)
- Sobrecarga del motor impulsor
- Sobrecarga del motor del ventilador
- Voltaje alto / bajo (opción de protección de energía)
- Botón pulsador de parada de emergencia (esd) activado
- Detección del límite inferior explosivo del gas (lel)
- Detección del límite de fuego o de calor
- Monitoreo remoto PLC UPGRADE con modem de 56.6 K y auto-marcador
- Software SCADA para la toma de datos y la visualización remota de advertencias aplicables y sensores instalados

Cabina de insonorización

- Cabina de insonorización del compresor auto-sustentable, auto-contenida, a prueba de la intemperie
- Diseñada para permitir el acceso para el mantenimiento del equipo del compresor
- Los paneles de las puertas de acceso son removibles para un fácil acceso del equipo
- Construcción de acero de la estructura
- Puntos de izaje exteriores de uso pesado (para la grúa)
- Puntos de izaje interiores de mantenimiento (para darle servicio)
- Iluminación explosion-proof, a prueba de explosión
- Panel de control montado exteriormente en un gabinete sellado a prueba de la intemperie que contiene el controlador lógico programable (nota: el área externa de la cabina de insonorización debe ser de clase 1 division 2 PER NFPA-52) la pantalla de interfase del operador (LCD) y el botón de apagado de emergencia (ESD) están montados en el panel de la puerta

Sistema de detección de gases / ventilacion

- Detector de gases digital completo con cabezal sensor recambiable
- Ventila del ventilador activada al 20% LEL (lower explosive limit, límite inferior explosivo)
- Sistema de apagado y alarma activados al 40% LEL

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

- Paquete estándar de atenuación sonora (75 dba @ 3 m bajo condiciones de campo abierto)
- Material de atenuación sonora en el interior de la cabina
- Protección con metal perforado sobre el material de atenuación en las puertas
- Aislamiento del skid para reducir las vibraciones de baja frecuencia
- Silenciadores de entrada y descarga proporcionados para enfriar el aire intercambiado.

I.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

I.4.1 Operación.

En las siguientes tablas se describen las condiciones de operación de la Estación de Servicio De Gas Natural Comprimido, GNCV

ESTACIÓN DE SERVICIO DE GNCV
"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE.

	EQUIPOS DE ESTACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	CARACTERÍSTICAS	OTROS
1	Secador de GN,	Equipo	1	Máxima Presión de Trabajo = 150 Psi (10.54 kg/cm ² // 10.34 Bar) 18.3 kW, 480 V, 3F, 60 Hz. Flujo = 1500 SCFM (2550 Sm ³ /Hr) @ 130 Psi (9.14 kg/cm ² // 8.96 Bar)	
2	Compresor de GNC MOD MW50-5750DA-300-3625-4AC	Equipo	1	Presión de Succión= 4.08 kg/cm ² (58 Psi // 4 Bar) @ 7.13 kg/cm ² (101 Psi // 7 Bar). Presión de descarga= 253.11 kg/cm ² (3600 Psi). Arreglo en "W", Reciprocante, 4 Etapas de Compresión. Fuerza Motriz Principal Motor Eléctrico de 300 HPm 460 Vca Flujo = (858 @ 1.409) Sm ³ /Hr	Flujo = (858 @ 1.409) Sm ³ /Hr. @ Presión de Succión= 4.08 kg/cm ² (58 Psi // 4 Bar) @ 7.13 kg/cm ² (101 Psi // 7 Bar)
3	Dispensario de GNV	Equipo	2	Presión de Trabajo= 3,000 Psi (210.9 Kg/cm ²) 3 Líneas de Llenado, 2 Caras.	Flujo= 1.000 Sm ³ /Hr
4	Almacenamiento o Buffer de 2.000 lts de capacidad de agua	Equipo	1	Skid con 16 Tanques de Acero de 125 Lts de Capacidad de Agua Capacidad Total de 2.000 Lts de Agua, Capacidad Total de GNC: 1.967 Sm ³ . Presión de Trabajo= 250 Bar (3,625 Psi).	Capacidad Total del Almacenamiento 500 Sm ³ de GNC, Eq 340 kg de GNC. Aprox.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
 EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
 RESUMEN DE TUBERÍAS

No.	SERVICIO	ETIQUETA	CÉDULA	LONGITUD	Volumen de Agua (m ³)	Volumen de G.N. (Sm ³)	Peso del G.N. (Kg)	FLUJO MAX.(L/m/Min)	PRESIÓN MAX. DE TRABAJO		VELOCIDAD DEL FLUIDO (m/Seg)
									Psi	kg/cm ²	
1	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE LA ERM	2"-GN-168#-AC0	40	15	0.0326	4.98	3.39	1,385	168	11.78	17.71
2	GASODUCTO PARA SUCCIÓN DE 1 COMPRESORES DE GNC	3"-GN-106#-AC1	40	59	0.2614	27.46	16.67	1,385	107	7.50	12.63
3	GASODUCTO DE DESCARGA DE 1 COMPRESOR DE GNC (ALTA PRESIÓN) (*1)	0.50"-GNC-3600#-AC2	160	125	0.0138	45.31	30.81	1,385	3,600	263.11	17.61
4	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GNC A 1 DISPENSARIO DE GNV (ALTA PRESIÓN) (*2)	0.50"-GNC-3600#-AC3	160	20	0.0022	7.25	4.93	1,000	3,600	263.11	12.71
Temperatura Mx. Ambiente =					38.0 °C	0.3	85.0	57.8			

(*1) NOTA: Equivalente en Tubing SS-316 DE 0.75" O.D x 0.083 DE ESPESOR.
 (*2) NOTA: Equivalente en Tubing SS-316 DE 0.5" O.D x 0.065 DE ESPESOR.

(Velocidad del flujo = 11.21 m/seg)
 (Velocidad del flujo = 20.17 m/seg)

"LITRO GAS, S.A. DE C.V."
 EDS DE GNCV -LITROGAS, PUEBLA, PUE."
 RESUMEN DE TUBERÍAS

No.	SERVICIO	ETIQUETA	CÉDULA	LONGITUD (m)	DIÁMETRO NOMINAL		DIÁMETRO EXTERIOR		DIÁMETRO INTERIOR		ESPELOR		PESO		
					Pulgadas	mm	Pulgadas	mm	Pulgadas	mm	Pulgadas	mm	Lbs/Pie	Kg/m	
1	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE LA ERM	2"-GN-168#-AC0	40	15	2.00	51	2.38	60.33	2.07	52.50	0.15	3.91	5.44	3.65	
2	GASODUCTO PARA SUCCIÓN DE 1 COMPRESORES DE GNC	3"-GN-106#-AC1	40	59	3.00	76	3.50	88.90	3.07	77.93	0.22	5.49	11.27	7.58	
3	GASODUCTO DE DESCARGA DE 1 COMPRESOR DE GNC (ALTA PRESIÓN) (*1)	0.50"-GNC-3600#-AC2	160	125	0.50	13	0.64	21.34	0.47	11.84	0.19	4.75	1.95	1.31	
4	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GNC A 1 DISPENSARIO DE GNV (ALTA PRESIÓN) (*2)	0.50"-GNC-3600#-AC3	160	20	0.50	13	0.64	21.34	0.47	11.84	0.19	4.75	1.95	1.31	
Temperatura Max. Ambiente =					38.0 °C										

(*1) NOTA: Equivalente en Tubing SS-316 DE 0.75" O.D x 0.083 DE ESPESOR.
 (*2) NOTA: Equivalente en Tubing SS-316 DE 0.5" O.D x 0.065 DE ESPESOR.

(Velocidad del flujo = 11.21 m/seg)
 (Velocidad del flujo = 20.17 m/seg)

I.4.2 SISTEMA DE CONTROL.

Controles eléctricos de PRS:

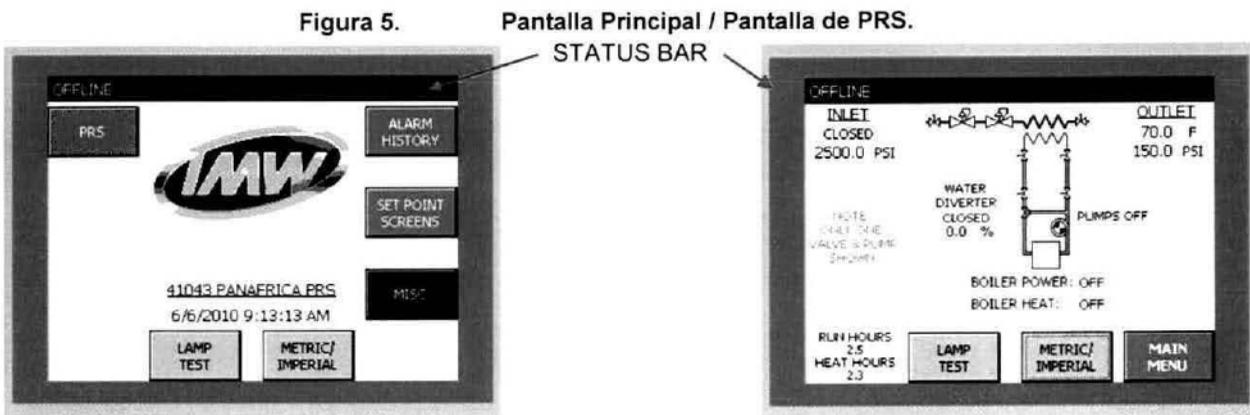
Control PRS:

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 y de acuerdo a lo analizado no se requerirá un PLC adicional. 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 (ESD 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 línea" es ubicado en el panel del HCM y en el panel de control del PRM. Ambos interruptores deben estar en la posición "En línea" 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:

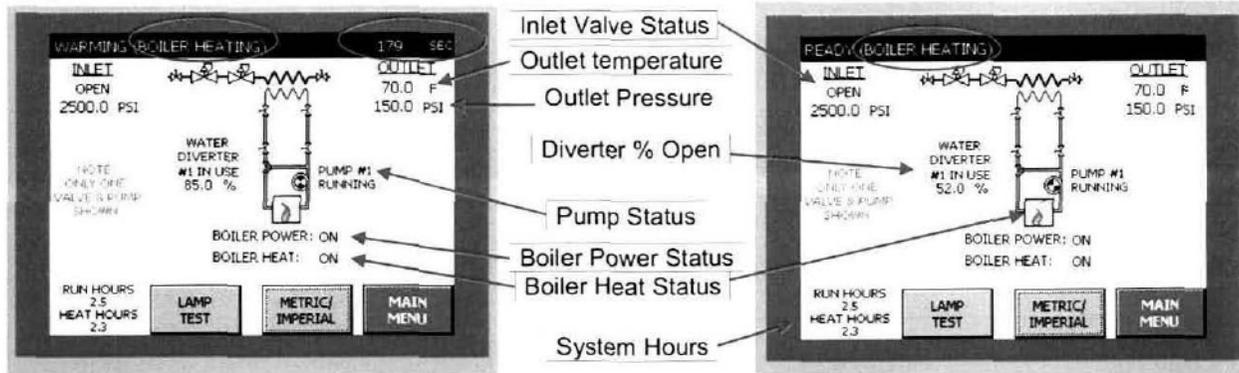
Estado de Inicio: La caldera debe estar lista para calentar el agua. La interfaz operario – máquina es un panel táctil que permite monitorear y llevar a cabo diferentes funciones. Para iniciar se coloca el interruptor en posición “Fuera de línea” y se oprime el botón “Reset”. Si todas las alarmas son 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”.



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 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 180s.

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 °C. 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 6. Pantalla PRS (Calentando/Arrancando) / Pantalla PRS (en operación/calentamiento).



Notas de operación:

La válvula de entrada es abierta si no existen alarmas y el interruptor se encuentra en la posición "En línea".

El suministro de energía a caldera es encendido si no existen alarmas y el interruptor se encuentra en la posición "En línea".

El sistema de calentamiento de caldera es encendido mientras el suministro de energía se encuentre encendido también.

La caldera auto regulará la temperatura del agua prendiendo/apagando el sistema de calentamiento.

Sin embargo si alguno de los siguientes casos se presenta el sistema de calentamiento se apagará:

- Advertencia de sobrecarga de bomba (Pump O/L).
- Advertencia de bajo caudal de agua.
- Advertencia de alta temperatura de gas.
- Apertura prolongada de válvula de control/distribución.

La bomba seleccionada encenderá si no existen alarmas y el interruptor se encuentra en posición "En línea", durante cierto tiempo (predeterminado de 60s.) después de haber estado en posición "Fuera de línea".

La válvula de control/distribución de agua tiene como apertura predeterminada 85% durante etapa de "Calentamiento/arrancando".

Si la temperatura del gas cae por debajo de un valor menor al programado (por defecto 50F (10°C)) la válvula de control/distribución se abrirá completamente (100%). Esto enviará el agua caliente al intercambiador de calor.

Si la temperatura del gas crece a un nivel por encima del valor programado (por defecto 104F (40°C)) la válvula de control/distribución se cerrará completamente (0%). Esto no enviará el agua caliente al intercambiador de calor.

Si la válvula de control/distribución se cierra por cierta cantidad de tiempo (por defecto 5 minutos), el sistema de calentamiento de caldera se apagará.

Parada: Para detener el sistema PRS, simplemente se debe colocar “Fuera de línea” cualquiera de los interruptores. La caldera se apagará y la válvula de entrada se cerrará inmediatamente cuando esta ocurra. La bomba operará por cierto tiempo (ajustado) y después se detendrá.

Una alarma detendrá también el sistema PRS, de forma similar a lo anteriormente descrito; la diferencia es que la bomba se detendrá al mismo tiempo que la alarma ocurre.

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 anunciarán en la pantalla y en ciertos casos detendrán el equipo, sin embargo no detendrán 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.

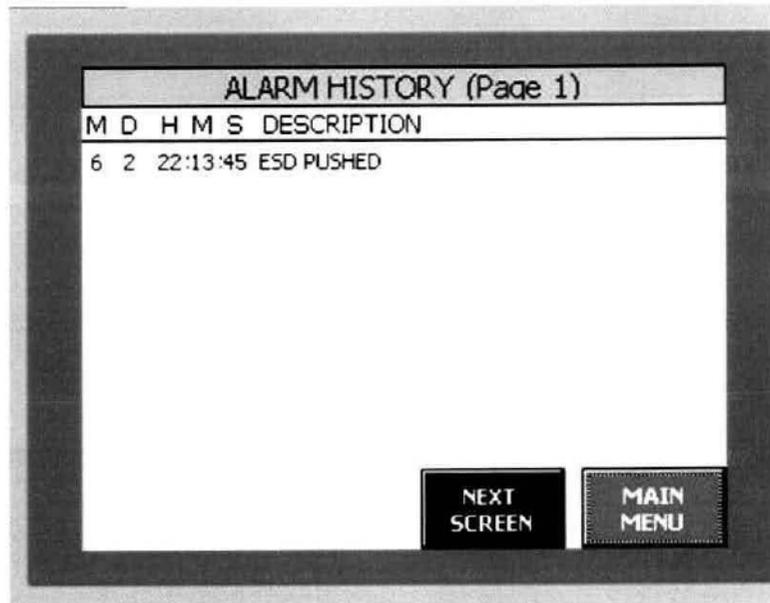
Tabla 9. Listado de alarmas.

ITEM	CAUSE	DEVICE	DEFAULT SETTING	DELAY
ALARMS (shutdown)				
PLC I/O ERROR	Internal PLC error or fault			
OUTLET PT FAULT	Pressure transmitter out of range or broken wire	4-20ma		
GAS TEMP FAULT	Thermocouple out of range or broken wire	Thermocouple		
GAS TEMP LOW	If Gas Temp is lower than Setpoint If Gas Temp is lower than Setpoint	Thermocouple	23F (-5C) -4F (-20C)	5 min 20 sec
PRV FAILURE (High pressure)	If the outlet pressure rises above the Setpoint	PT	190psi	2 sec
1 OR MORE PTs NOT SCALED	If any pressure transmitter is not scaled			
ESD PUSHED	If an ESD button is pushed	switch		0.5 sec

WARNINGS (non-shutdown)				
WARNING PLC MATH ERROR	Internal PLC math error			1 sec
WARNING PUMP #1 O/L	Too much motor current or O/L in OFF position	O/L	on device	
WARNING PUMP #2 O/L	Too much motor current or O/L in OFF position	O/L	on device	
WARNING LOW WATER FLOW	Low or no water flow (while running)	flow switch		60 sec
WARNING GAS TEMP LOW	If Gas Temp is lower than Setpoint	Thermocouple	32F (0C)	1 sec
WARNING GAS TEMP HIGH	If Gas Temp is higher than Setpoint	Thermocouple	131F (55C)	1 sec
WARNING INLET PT FAULT	Pressure transmitter out of range or broken wire	4-20ma		

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 “Siguiete 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.

Figura 7. Pantalla de historial de alarmas.

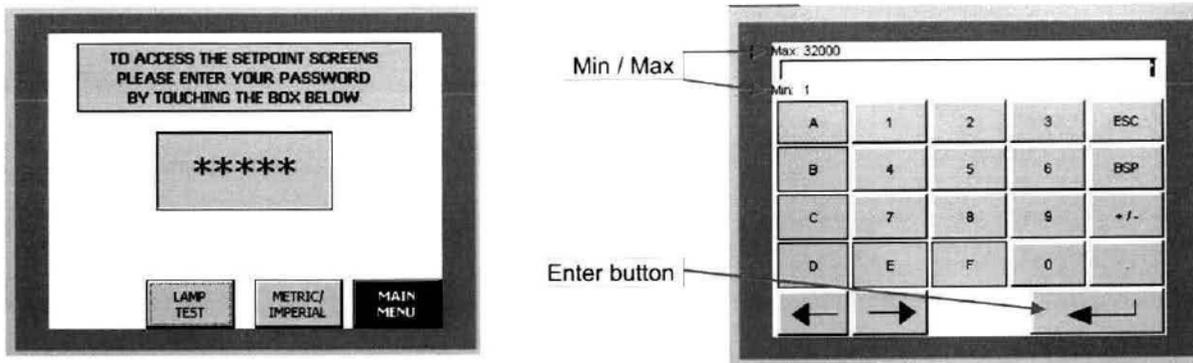


Puntos de configuración (Setpoints PRS):

Nota: La incorrecta configuración de los puntos de operación puede resultar en daño o malfuncionamiento 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 numérico ingresado con la tecla "Enter". Si el password/clave ingresado es correcto la ventana con el primer grupo de parámetros aparecerá.

Figura 8. Pantalla de entrada de password/clave; Pantalla de digitación de clave numérica.



Los puntos de configuración son mostrados en unidades imperiales (Presión en PSI y temperatura en F).

Se utilizan los botones "Siguiete 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.

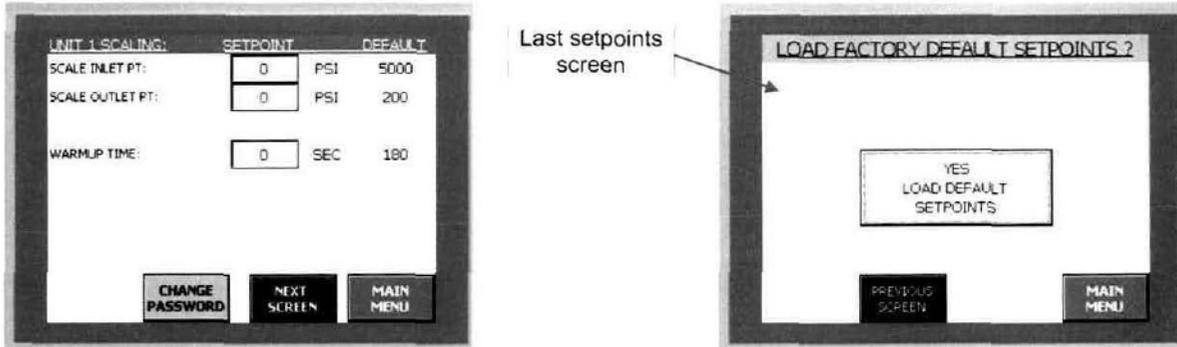
La columna de valor por defecto muestra el valor ajustado por fabricante.

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

“Si, cargar parámetros por defecto” cargará todos los valores por defecto. Esto sobrescribirá cualquiera de los puntos de ajuste ingresados previamente.

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

Figura 9. Pantalla de parámetros; Pantalla de carga de valores por defecto.



EJEMPLO DE CERTIFICADO DE SISTEMA PRS:

Figura 10. Diagrama de certificado de calidad de PRS.

MANUFACTURER'S CERTIFICATE OF QUALITY
PRESSURE REDUCTION SYSTEM


oil-free natural gas

IMW Industries hereby certifies that IMW is the manufacturer of the following compressed natural gas (CNG) fueling equipment:
Type: Pressure Reduction System
Model: PRM 1000
Serial #: 58612
Date Of Manufacture: August 2011

IMW Industries certifies that this equipment is manufactured with new materials and components only, designed in-house, and certified in accordance with the applicable codes and standards set forth for the manufacture of CNG equipment in North America (table below).

IMW Industries certifies that all electrical components incorporated into this equipment are approved by the Canadian Standards Association (CSA) or Underwriter's Laboratories (U.L.) and are suitable for the environment in which they are used.

IMW Industries certifies that this equipment is suitable for the purpose for which it was designed and can be operated safely when used in accordance with the manufacturer's instructions and recommendations.

The equipment referenced on the certificate has been manufactured / assembled in Canada.

COMPONENT ASSEMBLY	CODE STANDARD	CERTIFICATION
Pressure Reduction System Unit	ANSI NGV 4.8 CSA 12.8, NFPA 52	Comply in Design Purchase Manufacture
Electrical Components	CSA, UL	Third Party (as required)
Electrical Panels Wiring	CSA C22.1, NFPA 52, NFPA 70	Third Party (as required)
Pressure Piping & Fittings	ASME B31.3, CSA B51	BC Safety Authority "MA" Licence
Pressure Vessels	ASME Section VIII, Div. 1, CSA B51	ASME "U" Certificate Of Authorization, National Board Certificate of Authorization to Register & BC Safety Authority "MA" Licence
Quality System	ISO 9001	QMI-SAI Certificate of Registration
Relief valves	ASME Section VIII, Div. 1	"U.V" Stamped By Other

CODE STANDARD	DESCRIPTION
ASME B31.3	Process Piping Code
ASME Section VIII, Div. 1	American Society Of Mechanical Engineers Boiler & Pressure Vessel Code
CSA	Canadian Standards Association
CSA B51	Boiler, Pressure Vessel and Pressure Piping Code
CSA C22.1	Canadian Electrical Code, Part I, Safety Standard for Electrical Installations
ISO 9001	Quality Management System Requirements
NFPA 52	Vehicular Gaseous Fuel Systems Code
NFPA 70	National Electrical Code
UL	Underwriters Laboratories

I.4.3 SISTEMAS DE AISLAMIENTO.

Sistema de detección de gas:

Está compuesto por un sensor catalítico y electrónica instalada en una caja clasificada para uso adecuado en ambientes clase 1, división 1, grupo D, que permite la medición a través de una señal eléctrica generada en el rango de 4-20 mA. La medición es adquirida por un módulo analógico y se visualiza a través del panel de operador. Opción de instalación de varios detectores distribuidos en varias zonas y en dispensadores (tanto digital, como analógica).

Figura 11. Detectores de gas de equipos IMW.



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

Figura 12. Parada de emergencia de tablero eléctrico y control.



Pruebas de Verificación.

En las pruebas de verificación se tomarán en cuenta todos los aspectos claves de la instalación de los equipos, los cuales estarán incluidos en las recomendaciones del fabricante y serán los correspondientes a las especificaciones aprobadas en el diseño. Una calificación de instalación deberá incluir al menos los siguientes aspectos:

- Verificación de cumplimiento de especificaciones.
- Verificación de las condiciones de instalación.
- Verificación de la correcta instalación.
- Historial de ductos.
- Información del fabricante.
- Especificaciones de diseño del ducto.

- Información de la orden de compra.
- Especificaciones del ducto.
- Información de mantenimiento.

La lista de insumos que utilizarán el ducto y caseta de regulación y medición para su operación o mantenimiento deberá considerar:

- Especificaciones de sistema de apoyo crítico.
- Características de los sistemas de control y monitoreo.
- Calibración.
- Mantenimiento preventivo.
- Listado de repuestos.
- Descripción del equipo auxiliar.
- Planos de instalación.
- Calibración de instrumentos.
- Desarrollo de la documentación involucrada.
- Descripción del equipo y su capacidad de trabajo.

Calificación operacional. Se refiere a la verificación que demuestra que los equipos funcionan en la forma esperada y son capaces de operar satisfactoriamente sobre todo el rango de los parámetros operacionales para los que han sido diseñados.

Calificación de desempeño. Se refiere a la efectividad y reproducibilidad del proceso, bajo dos tipos de condiciones: la primera, en relación a las condiciones normales de operación y la segunda, bajo los límites de operación.

Pruebas de integridad mecánica. Se refieren a todos los esfuerzos enfocados en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida durante la vida útil de las instalaciones, desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación y mantenimiento para garantizar la protección al personal, comunidad, medio ambiente e instalaciones. Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica en las instalaciones de proceso son los siguientes:

- Aseguramiento de la calidad de equipos.
- Inspección y pruebas.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Capacitación en mantenimiento.
- Control de Calidad de materiales de mantenimiento y partes de repuesto.
- Ingeniería de confiabilidad.
- Reparaciones y modificaciones.
- Auditorías.

A continuación se presenta la descripción de pruebas e inspecciones que se realizarán durante la fabricación, instalación y operación de ducto:

Pruebas No Destructivas (PND)

Las pruebas no destructivas son técnicas de inspección que se utilizan para la detección y evaluación de las posibles discontinuidades que puedan existir, tanto en la superficie, como en el interior de los materiales metálicos (placa rolada, material forjado, piezas de fundición, soldadura, etc.) que serán empleados en la fabricación de la tubería, dado que al aplicarlas,

los materiales no se destruyen ni se ven afectados en sus propiedades físicas, químicas, mecánicas y/o características dimensionales.

Las principales aplicaciones de las pruebas no destructivas las encontramos en los siguientes aspectos:

- Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
- Determinación de composición química.
- Detección de fugas.
- Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
- Adherencia entre materiales.
- Inspección de uniones soldadas.

Las pruebas no destructivas son sumamente importantes en el continuo desarrollo industrial. Gracias a ellas, es posible, por ejemplo, determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras de tuberías, en los cuales una falla catastrófica puede representar grandes pérdidas en dinero, vida humana y daño al medio ambiente.

Las etapas o situaciones en las que son aplicables las pruebas no destructivas se describen a continuación.

Recepción de materia prima.- Las pruebas no destructivas son aplicables por muestreo o al 100% para verificar que los materiales que se reciban en el almacén efectivamente cumplen con los requisitos de calidad indicados en los certificados y/o órdenes de compra.

Procesos de fabricación.- Las pruebas no destructivas se aplican en algunas etapas críticas de fabricación estratégicamente seleccionadas, con la finalidad de detectar oportunamente la posible presencia de discontinuidades y así poder tomar acciones correctivas para subsanar las causas que las originan.

Maquinado o Ensamble Final.-Las pruebas no destructivas son aplicadas para verificar si las superficies con acabado final no tienen imperfecciones que hayan aflorado a la superficie después del maquinado para dar las medidas finales y que afectan su utilidad interna o futura.

Procesos de soldadura.-Las pruebas no destructivas son aplicadas inmediatamente después de concluida y enfriada una unión con soldadura (algunos aceros requieren de 48 a 72 horas, después de concluida la soldadura), con la finalidad de evaluar la sanidad superficial e interna tanto de la soldadura así como de la zona afectada por el calor.

Procesos de reparación con soldadura.-Las pruebas no destructivas se aplican para ir monitoreando la remoción de los defectos inicialmente encontrados, para eliminarlos o reducirlos a un tamaño aceptable; después de la remoción de los defectos, las zonas exploradas se rellenan con soldadura y esta soldadura debe evaluarse para determinar la sanidad superficial e interna utilizando las pruebas no destructivas.

Mantenimiento preventivo.- Las pruebas no destructivas son una de las herramientas utilizadas para evaluar la integridad mecánica de los materiales en servicio que son susceptibles de sufrir: corrosión, picaduras, erosión y grietas por fatiga, grietas por corrosión bajo esfuerzo, daños por hidrógeno, etc.

Las principales pruebas no destructivas que se utilizaran en el proyecto se muestran a continuación:

a) Radiografiado

Para el procedimiento de radiografiado el contratista incluirá la película y los químicos para revelar la película que se utilicen, las pantallas, la intensidad de la fuente y los tiempos de exposición. El contratista se encargará de aplicar los procedimientos de manejo de materiales y residuos peligrosos generados, por lo que contará con los registros para la disposición final.

El personal que tenga a su cargo la inspección radiográfica estará debidamente acreditado, para realizar en óptimas condiciones el trabajo encomendado. La aptitud y conocimientos generales deberán ajustarse a los lineamientos generales que recomienda ASNT-TC 1a, de la Sociedad Americana de Pruebas No Destructivas. El personal debe cumplir con las indicaciones que señale la Comisión de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (C.N.S.N.S). La compañía de inspección radiográfica proporcionará a cada una de sus unidades el equipo necesario y el material suficiente para la ejecución de los trabajos. El procedimiento radiográfico desarrollado por el contratista de inspección radiográfica producirá radiografías aceptables sobre cada diámetro y espesor de pared de tubería en el proyecto.

Las compañías de inspección radiográficas cumplirán los requisitos que señale la licencia para uso y posesión de material radioactivo emitida por la Comisión de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS), contarán con dosímetros y monitores detectores de radiación que permitan resolver cualquier situación de emergencia, los cuales deberán estar calibrados, anexando el certificado vigente de calibración. El trabajo se debe considerar con las precauciones necesarias para el personal que participe en el proyecto no reciban daño alguno por radiación y para los efectos se colocaran las señales reglamentarias y en lugares visibles, de tal manera que delimiten el área de trabajo considerando una circunferencia de 15 m, como mínimo de radio a partir del punto de aplicación.

b) Protección mecánica

La tubería será recubierta utilizando la especificación TGF-3 de la Asociación Nacional de Aplicadores de recubrimientos de tubería (National Associated of Pipe Coating Applicators) y dicho recubrimiento será realizado en la planta del fabricante. El recubrimiento es elaborado en base a brea de alquitrán de hulla, el cual es distinto al alquitrán de hulla (prohibido por la NOM-007-SECRE-2010).

Con el objeto de aumentar la seguridad durante la operación del ducto y de aumentar la vida útil del mismo, se debe evitar la corrosión externa de la tubería. Para evitar la corrosión interna se debe asegurar que el gas no contenga agua o elementos corrosivos.

La corrosión externa se debe principalmente al efecto corrosivo producido por el contacto de un metal con el suelo. Al producirse dicho contacto se establece espontáneamente una corriente eléctrica entre el metal y el suelo, la que provoca una migración de átomos del metal hacia el terreno circundante. Cuanto menor es la resistividad (o mayor la conductividad) del suelo, mayor es la corriente eléctrica inducida, y por lo tanto, mayor es la tasa de corrosión. Para evitar este efecto se recubrirá la tubería con un material aislante eléctrico y se instalará un sistema de protección catódica. El recubrimiento aislante interrumpe la corriente eléctrica inducida en la mayor parte de la superficie externa de la tubería evitando así la corrosión. Dado que por razones prácticas, es imposible evitar que, tanto durante la instalación como la operación del ducto, se produzcan daños puntuales en el recubrimiento, es necesario recurrir a otro sistema que proteja dichas zonas de la tubería contra la corrosión. Esto se realiza mediante la inyección de una corriente eléctrica opuesta a la provocada por el contacto entre el metal y el suelo, de magnitud igual o mayor a esta. El efecto resultante es la eliminación de la corriente eléctrica que provoca la corrosión.

La protección anticorrosiva se efectuará mediante aplicación en fábrica de un recubrimiento externo sobre la superficie limpia del ducto. El recubrimiento externo se aplicará de acuerdo

con las normas aceptadas internacionalmente. Cualquier daño o imperfección en el recubrimiento será detectado y reparado en campo antes de la instalación, empleando material compatible con el sistema de recubrimiento original.

I.5 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

I.5.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

A la fecha no se tienen reportes de accidentes en instalaciones similares a la del proyecto.

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 pérdida 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 amoníaco, 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 Tabla 10.

Tabla 10. 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

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Aceites	2.27
Ácido sulfúrico	2.26
Solventes orgánicos	1.09
Otras sustancias	27.21

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.

1.5.2 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.

1.5.3 Hazop.

Para la identificación de riesgos, se empleó la técnica conocida como Hazop (Hazard and Operability Study). El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

El método surgió en el año de 1963 en la compañía Imperial Chemical Industries, ICI, que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente, se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

El HAZOP, permite un análisis sistemático de las desviaciones (por lo general involuntarias), que pueden producirse en el desarrollo de un proyecto, así como en la operación de un proceso ya establecido. La metodología de un estudio HAZOP, se puede resumir de la siguiente manera:

Descripción del proceso

Para desarrollar un estudio HAZOP, se requiere de una descripción completa del proceso, la cual permita definir la intención del diseño. Esto permitirá conocer las condiciones críticas de operación consistente en volúmenes, presiones, así como las medidas de seguridad y condicionante aplicadas en cada etapa.

División en áreas o secciones a analizar

Es conveniente dividir en secciones la instalación o proceso a evaluar, esto permitirá en primera instancia hacer más simple el trabajo, evaluar de forma puntual y más a detalle cada una de las partes del proyecto.

Aplicar palabras guías en cada sección

Durante el proceso de planeación para la aplicación de la técnica HAZOP, es necesario analizar todas las posibles palabras guía o clave existentes, factibles de aplicar a la instalación a analizar, dependiendo del giro, proceso y variables operativas principales del proceso, por lo que a continuación se muestran algunas de las palabras guía que son viables de aplicar a cualquier tipo de instalación.

Tabla 11. Palabras guía para realizar el Hazop

Palabras clave	Significado	Comentarios	Desviación
NO, NADA	Total negación de la intención	Ninguna parte de la intención ocurre	No existe flujo donde debería. No existe energía
MÁS, MAYOR	Aumenta el grado de la intención	Se refiere a las cantidades y propiedades	Mayor flujo, más carga, tiempo de reacción, alta temperatura, presión viscosidad.
MENOS, MENOR	Disminuye el grado de intención.	Se refiere a las cantidades y propiedades	Menor flujo, menos carga, tiempo de reacción, baja temperatura, presión, viscosidad.
A PARTE DE, TAMBIÉN	Un aumento cualitativo	La intención ocurre junto con otra actividad.	Otras fases, impurezas, otros flujos, a parte existen corrosión
PARTE DE, SOLO PARTE DE	Una disminución cualitativa	Algunas intenciones ocurren, otras no	Composición diferente, alguna omisión en adiciones
CONTRARIO A	Ocurre lo opuesto a la lógica.	Ocurre lo contrario a lo que se esperaba	El flujo se regresa el producto envenena "D" vs, "L"
EN VEZ DE, ANTES DE, DESPUÉS DE, ADONDE MÁS	Sustitución completa	Ocurre algo totalmente distinto a lo esperado	En vez de cargar "B", en vez de enfriar calentar.

Por lo anterior, se determinó el uso de palabras guía. Las palabras guías aplicadas básicamente son:

NO, MAS, MENOS, adicionalmente se pueden considerar palabras específicas al tipo de proceso, o variable de operación como; NO FLUJO, FUGA, RUPTURA, ALTO O BAJO NIVEL, etc., estas palabras deben de definirse antes de iniciar la evaluación.

Determinar las desviaciones significativas

Una vez que se tiene conocimiento del diseño y se han aplicado las palabras clave, se pueden evaluar los puntos donde se pudiera presentar alguna anomalía, tanto en el diseño como en la operación. Las desviaciones o consecuencias significativas son aquellas fallas que pudieran representar un riesgo tanto al proceso, como al personal que lo opera.

Proponer las medidas preventivas o correctivas según sea el caso

Una vez que se han determinado los puntos críticos, así como las consecuencias, se pueden proponer las medidas correctivas en el diseño o las modificaciones en el proceso, para evitar o disminuir las desviaciones detectadas.

Aplicar estas medidas y evaluar el diseño u operación

Todos los estudios HAZOP, tienen que ser evaluados en repetidas ocasiones, o hasta que se determine un punto de operación aceptable. Este tipo de estudios se puede aplicar considerando varios criterios, ya sean Seguridad, Diseño o Producción. A continuación se presentan ciertos parámetros y características para la realización del análisis HAZOP, a las instalaciones de la planta.

DEFINICIONES:

NODO: Es un punto, sección o área de estudio del sistema, proceso o instalación, al cual se analizarán e identificarán todos los riesgos inherentes de un evento indeseable y en los cuales se pueden presentar las siguientes condiciones:

Una transferencia de materia o energía (Operaciones unitarias tales como: destilación, absorción, etc.), un incremento de energía potencial debido a medios mecánicos, tales como bombas o compresores, una separación de fases, etc.

Por lo anterior un nodo es una parte, sección, o área de estudio de un sistema integral. Cada línea, pieza, equipo puede ser seleccionado o examinado como un nodo, esto dependerá de que tan a detalle se requiera el estudio, sin embargo, en la práctica común se toma o establece un nodo como una sección del proceso, operación unitaria, etc.

Los Nodos han sido seleccionados para representar puntos críticos en el proceso e instalaciones donde pueden ocurrir cambios.

Los Nodos seleccionados no incluyen equipo idéntico o redundante (relevo), a menos que las funciones de apoyo sean secundarias para una de las partes.

Propósito o intención de diseño:

Describe la forma en que se espera funcione el elemento analizado, pudiendo tomar varias formas tales como líneas, equipos (recipientes, bombas, compresores, etc.), sistemas u operaciones unitarias.

Desviaciones: Son los cambios o variaciones que se pueden presentar durante la operación del sistema, lográndose mediante la combinación de la palabra clave seleccionada, más la variable de operación del sistema analizado, como no-flujo, alta o baja presión, etc.

Causas: Son las razones, por las que se pueden presentar las desviaciones. Cuando se demuestra que una desviación tiene una causa real, se considera como una desviación significativa.

Consecuencias: Son los resultados o evento de riesgo, que se obtendrán en caso de que se presentaran algunas desviaciones.

Salvaguardias: Son las medidas de seguridad, dispositivos, instrumentación, programas, planes, etc., con que cuenta el sistema, para cada causa, con el propósito de prevenir o mitigar las consecuencias asociadas.

Recomendaciones: Para todas las causas identificadas y tomando como base las consecuencias de ocurrencia y salvaguardias existentes en el lugar, se proponen adicionalmente las recomendaciones necesarias, dirigidas a lograr una disminución o control del riesgo identificado.

Resulta importante señalar, que se pueden incluir cambios tanto de diseño como de parámetros operativos.

El sistema de gas natural se dividió en los siguientes nodos:

- Nodo 1. Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.
- Nodo 2. Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2
- Nodo 3 Dispensarios de gas
- Nodo 4 tanques de almacenamiento de gas natural

Resultados del Hazop

A continuación, se presentan los resultados del Hazop:

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Tabla 1. Nodo 1. Tubería de salida de la caseta de regulación y medición.

LITROGAS, S.A. DE C.V. "Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 01		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.		Intención de Diseño: Conducir gas natural al secador de gas natural Flujo de 1385, Presión máxima de entrada: 168 Kg/cm2			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
1.1	Presión Baja/ Flujo Bajo.	Falla en el suministro de gas natural del transportista.	Reducir producción.	Indicador y controlador de presión. Controlador de flujo Válvula de bloqueo. Alarma de alta presión. Alarma de baja presión . Indicador de presión . Válvula de seguridad.	Mantener comunicación constante con el distribuidor de gas
1.2	Presión Alta/ Flujo Alto.	Falla en el sistema de regulación de presión durante el suministro de gas natural. El gas contiene elementos condensables.	Debilitamiento de elementos del sistema. Fuga de gas. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Indicador y controlador de presión . Controlador de flujo. Válvula de bloqueo. Alarma de alta presión. Alarma de baja presión. Indicador de presión. Válvula de seguridad.	Mantenimiento preventivo a los sistemas de control. Mantenimiento a la válvula de Seccionamiento. Aplicar acciones del manual de operación Verificar y evaluar procedimientos y equipo de emergencia Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas
1.3	Temperatura Baja/Alta.	No aplica	No aplica		
1.4	Fuga por preñe de válvula de control de la Caseta de	Desgaste de sello de válvula .	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Indicador y controlador de presión Controlador de flujo . Válvula de bloqueo.	Mantenimiento a la válvula de seccionamiento, pruebas programadas de funcionamiento. Capacitación a personal de atención a emergencias.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 01		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.		Intención de Diseño: Conducir gas natural al secador de gas natural Flujo de 1385, Presión máxima de entrada: 168 Kg/cm2			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
	regulación.			Alarma de alta presión . Alarma de baja presión. Válvula de seguridad.	Aplicar los procedimientos en caso de falla de válvulas de seccionamiento Revisar periódicamente el equipo de relevo Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas
1.5	Corrosión externa o interna de la tubería.	Variación en la composición del gas enviado por proveedor	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Sistema de regulación y medición del sistema de distribución de gas. Control distribuido. Cromatógrafo de gases. Programa de mantenimiento a la tubería de gas natural. Protección catódica.	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía. Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas
1.6	Fuga en tubería por poro o soldadura.	Error de procedimiento de construcción ó material de la tubería.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Certificado de materiales del fabricante de la tubería. Procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 01		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.		Intención de Diseño: Conducir gas natural al secador de gas natural Flujo de 1335, Presión máxima de entrada: 168 Kg/cm2			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
				actividad. Pruebas radiográficas de la tubería.	Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía. Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas
1.7	Fuga por golpe externo en la tubería.	Error humano en el manejo de equipo o herramienta en actividades de mantenimiento.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Procedimiento de seguridad de trabajos peligrosos en la caseta de regulación y medición.	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía. Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Nodo 2: Gasoducto de descarga de 2 compresores TWIN de GNC

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 02		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2		Intención de Diseño: Surtir gas a postes de llenado Presión de trabajo 3780 psi, flujo 1385 m3/seg			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
2.1	Presión baja/ Flujo bajo	Cierran la válvula de corte y reguladora de presión.	Falta de gas natural. Baja en la producción del usuario. Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Trasmisor indicador de presión. Válvula reguladora de presión Indicador de presión PI- Válvula reguladora de presión Alarma alta presión. Alarma de baja presión Indicador de presión	Mantenimiento a la válvula de Seccionamiento. Aplicar acciones del manual de operación Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas Capacitación a personal de atención a emergencias. Aplicar los procedimientos en caso de falla de válvulas de seccionamiento Revisar periódicamente el equipo de relevo Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo.
2.2	Alta presión/ Flujo alto.	Falla en la válvula del sistema de regulación y medición.	Aumento del flujo en el sistema de alimentación de gas natural. No hay efectos ambientales. Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y	Trasmisor indicador de presión Válvula reguladora de presión Indicador de presión - Válvula reguladora de presión. Alarma alta presión Alarma de baja presión Indicador de presión .	Mantenimiento a la válvula de Seccionamiento. Aplicar acciones del manual de operación Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas Capacitación a personal de

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 02		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2		Intención de Diseño: Surtir gas a postes de llenado Presión de trabajo 3780 psi, flujo 1385 m3/seg			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
			explosión.		atención a emergencias. Aplicar los procedimientos en caso de falla de válvulas de seccionamiento Revisar periódicamente el equipo de relevo Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo.
2.3	Corrosión externa e interna.	Falta de seguimiento en el programa de inspección y mantenimiento. Alto contenido de azufre en el gas.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Sistema de regulación y medición del sistema de distribución de gas. Control distribuido. Cromatógrafo de gases. Programa de mantenimiento a la tubería de gas natural. Protección catódica.	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía. Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas
2.4	Fuga en tubería por poro o soldadura.	Error de procedimiento de construcción ó material de la tubería.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Certificado de calidad de la tubería. Procedimiento de soldadura. Personal certificado. Pruebas radiográficas.	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 02		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2		Intención de Diseño: Surtir gas a postes de llenado Presión de trabajo 3780 psi, flujo 1385 m3/seg			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
					Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas.
2.5	Fuga por golpe externo.	Error humano en el manejo de equipo o herramienta en actividades mantenimiento.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	Procedimiento de seguridad de trabajo peligroso en la caseta de regulación y medición.	Cumplir con las actividades incluidas en el Manual de Operación y Mantenimiento del Sistema, así como revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación acreditada por la Comisión Reguladora de Energía. Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Aplicar los procedimientos de atención de emergencias en caso de fuga de gas

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Tabla 2. Nodo 3 Dispensarios de gas y tanques de almacenamiento de gas natural

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 03		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Dispensario		Intención de Diseño: Surtir de gas natural a los vehículos particulares Velocidad de flujo nominal de 1200 Sm ³ /hr, presión de trabajo 3,200 psi			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
3.1	Presión Baja/	tubería que transporta gas natural a dispensarios presenta fugas	Posible incendio y/o explosión de gas natural en caso de encontrar una fuente de ignición	Los dispensarios cuentan con válvulas de seguridad, que operan por una sobre presión liberando el exceso de presión al ambiente, válvulas de exceso de flujo, elementos que determinan un exceso de flujo que suspenden el llenado, como puede ser por alguna manguera fracturada, dispositivos de seguridad en la manguera contra el jaloneo de la misma, que permiten desacoplar la manguera del dispensario, y botones de paro de emergencia.	Se deberá revisar y realizar el mantenimiento de las tuberías con la frecuencia necesaria de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar, consistente en aplicación de pintura esmalte a todo el recubrimiento de tuberías y válvulas, para evitar la corrosión, como lo que indica la norma Nom-026-STPS-2008 y la señalización según lo indicado en la Nom-122-STPS-1996. Así también se deberá garantizar que las tuberías de acero al carbón como las de acero inoxidable no tengan contacto con tierra física para evitar degradación del espesor del material, es decir que los soportes tengan un buen material dieléctrico que aislé la tubería en toda su trayectoria de la tierra física.
3.2	Presión Alta	Falla en el sistema de regulación de presión durante el suministro de gas natural. A dispensarios El gas contiene elementos	Debilitamiento de elementos del sistema. Fuga de gas. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	En las cabinas de los compresores, se cuenta con detectores de mezclas explosivas que son monitoreadas por el PLC y le permiten tomar decisiones como emitir desde una alarma cuando hay presencia de gas en el entorno, hasta dejar fuera	Revisar/cambio de posibles daños en mangueras flexibles de llenado. Revisar/cambio de conexión de llenado Revisar a través del manómetro que el dispensario se mantenga presurizado permanentemente, de

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 03		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Dispensario		Intención de Diseño: Surtir de gas natural a los vehículos particulares Velocidad de flujo nominal de 1200 Sm ³ /hr, presión de trabajo 3,200 psi			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
		condensables.		de servicio el equipo de compresión al detectar una mezcla explosiva de alto riesgo.	lo contrario buscar fuga. Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión
3.3	Flujo Alto.	Falla en el medido de flujo masico	Debilitamiento de elementos del sistema.	dispensarios cuentan con un computador dedicado que le permite calcular el volumen de gas transferido	
3.4	Flujo bajo	Fuga de gas natural por fractura en manguera de suministro o desacoplamiento de la misma	Posible incendio y/o explosión de gas natural en caso de encontrar una fuente de ignición	Los dispensarios cuentan con válvulas de seguridad, que operan por una sobre presión liberando el exceso de presión al ambiente, válvulas de exceso de flujo, elementos que determinan un exceso de flujo que suspenden el llenado, como puede ser por alguna manguera fracturada, dispositivos de seguridad en la manguera contra el jaloneo de la misma, que permiten desacoplar la manguera del dispensario, y botones de paro de emergencia.	Revisar/cambio de posibles daños en mangueras flexibles de llenado. Revisar/cambio de conexión de llenado Revisar a través del manómetro que el dispensario se mantenga presurizado permanentemente, de lo contrario buscar fuga. Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión
3.5	Temperatura baja.	Temperatura ambiente muy baja	El gas se compactaría y el tanque se llenaría con un mayor volumen que pondría en riesgo la capacidad de presión del tanque al expandirse el gas con el incremento de la temperatura ambiente.	Los tanques de almacenamiento son fabricados con tubo de acero al carbón templado de una sola pieza y están interconectados para ofrecer un mayor volumen de capacidad, cada tanque esta	Los tanques de almacenamiento requieren del siguiente mantenimiento: Revisión/repación de fugas de gas en válvulas y conexiones. Mantenimiento anual de la válvula

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 03		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Dispensario		Intención de Diseño: Surtir de gas natural a los vehículos particulares Velocidad de flujo nominal de 1200 Sm ³ /hr, presión de trabajo 3,200 psi			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
				deiseñado para soportar la presión de operación de la estación y cuentan con válvulas de aislamiento individualmente y una válvula de relevo de presión por paquete, la cual está calibrada para liberar al ambiente el exceso de presión cuando rebasen 1.2 veces la presión normal de operación del equipo.	de relevo de presión. Drenado mensual de los condensados en los tanques. Aplicación de pintura para evitar la corrosión Cada 5 años, revisión y verificación de los tanques (verificación de espesores y elongación del material).
3.6	Mayor presión en tanques de almacenamiento	Incremento de presión en tanques de almacenamiento	Posibilidad de fugas en válvulas y conexiones	cada tanque esta diseñado para soportar la presión de operación de la estación y cuentan con válvulas de aislamiento individualmente y una válvula de relevo de presión por paquete, la cual está calibrada para liberar al ambiente el exceso de presión cuando rebasen 1.2 veces la presión normal de operación del equipo	Los tanque de almacenamiento requieren del siguiente mantenimiento: Revisión/repación de fugas de gas en válvulas y conexiones. Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión. Drenado mensual de los condensados en los tanques. Aplicación de pintura para evitar la corrosión Cada 5 años, revisión y verificación de los tanques (verificación de espesores y elongación del material).

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Tabla 3. Nodo 4 Almacenamiento buffer de gas natural

LITROGAS, S.A. DE C.V. "Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 04		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Almacenamiento buffer de gas natural 16 tanques de acero de 125 lts de capacidad de agua		Intención de Diseño: Almacén temporal de gas natural Capacidad de 125 lts GN @3600 psi Dimensiones: L 2.99 X H 2.02 m			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
4.1	Más Presión	Sobrepresión en el cilindro Se llenan los cilindros a una presión mas alta que la especificada	Se puede sobrepresionar el cilindro	El PLC que controla la operación del compresor, monitorea y analiza constantemente todas las variables y ante la presencia de alguna anomalía determinada por puntos de referencia dadas en la programación del equipo, este puede tomar la decisión de dejar fuera de servicio el equipo, enviando una alarma visual y sonora al panel de control en el CCM, Algunas de las alarmas por las que el equipo puede quedar fuera de servicio son: alta presión o temperatura en alguna de las etapas, contaminación de gas en el ambiente, pérdida de energía eléctrica, paro de emergencia activado, sobrecarga en motores de los ventiladores, baja o alta presión de succión de gas, bajo nivel de aceite de lubricación del cárter o del motor, bajo nivel de agua de enfriamiento, número de intentos de arranque fallidos, etc.	Se deberá contar con procedimientos operativos que aseguren condiciones seguras de operación, especialmente en las áreas de operación manual como el área de carga de autotanques
4.2	Menos Presión	Presión de menos de 7 bar (100 psig) Se recibe por primera vez, luego de que se ha hecho trabajo de mantenimiento o si se ha	Se puede ocasionar que se forme gas natural líquido, el cual puede dañar el revestimiento del cilindro	La operación del compresor es completamente automática y auto monitorizada con desconexiones de seguridad automáticas e indicadores de estado para las siguientes condiciones de alarma:	Revisar periódicamente el equipo de relevo Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo. Capacitar al personal para que

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 04		No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016	
Descripción: Almacenamiento buffer de gas natural 16 tanques de acero de 125 lts de capacidad de agua		Intención de Diseño: Almacén temporal de gas natural Capacidad de 125 lts GN @3600 psi Dimensiones: L 2.99 X H 2.02 m			
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
		aciado los cilindros por debajo de 7 bar (100 psig).		<ul style="list-style-type: none"> Presión de entrada alta / baja 	opere en forma correcta los dispositivos de control y conozca los fundamentos básicos de operación de los equipos
4.3	Mas Temperatura	Falla del compresor	Incremento de presión en el sistema	<p>La operación del compresor es completamente automática y auto monitorizada con desconexiones de seguridad automáticas e indicadores de estado para las siguientes condiciones de alarma:</p> <ul style="list-style-type: none"> Temperatura de descarga alta en todas las etapas <p>Los paros de emergencia se encuentran localizados en diferentes puntos de la estación, como son dispensarios, en cada uno de los equipos de la estación de compresión como son secadores de gas, compresores, almacenamiento, panel de prioridades, cuarto eléctrico y oficinas administrativas. Y la activación de cualquiera de estos provoca que la estación deje de comprimir y despachar gas a razón de que los equipos paran su operación por interrupción en el suministro de energía eléctrica, gas y aire comprimido. Cerrando todas las válvulas automáticas que son operadas con aire comprimido.</p>	<p>Revisar periódicamente el equipo de relevo</p> <p>Supervisión a los programas de mantenimiento preventivo.</p> <p>Capacitar al personal para que opere en forma correcta los dispositivos de control y conozca los fundamentos básicos de operación de los equipos</p>
4.4	Mas	Se envía más flujo de gas	Se detiene el flujo de gas	Se cuenta con una válvula de relevo	Se deberá contar con supervisión

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 04			No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016
Descripción: Almacenamiento buffer de gas natural 16 tanques de acero de 125 lts de capacidad de agua			Intención de Diseño: Almacén temporal de gas natural Capacidad de 125 lts GN @3600 psi Dimensiones: L 2.99 X H 2.02 m		
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
	Flujo	al cilindro Falla en el medidor de flujo másico		de presión instalada en la descarga del dispensario, la cual permite liberar el exceso de presión al ambiente. Y a través de la electrónica del dispensario y del mismo medidor de flujo másico, el dispensario se protege por un posible exceso de flujo	en las bahías de descarga, además del personal operativo, de manera que se asegure el seguimiento al procedimiento de carga de cilindros contenedores. Los cilindros contenedores de GNC deberán contar válvula check de manera que se asegure que durante la carga de cilindros contenedores no haya posibilidad de fugas de gas proveniente de los mismos.
4.5	No flujo	Fuga por fractura de tuberías o rotura en las mangueras de llenado) No hay flujo de gas al cilindro	Fuga de gas natural y en el caso de encontrar una fuente de ignición se podrá presentar un incendio y/o explosión	Como elementos de seguridad se cuenta con una válvula de relevo de presión instalada en la descarga del dispensario, la cual permite liberar el exceso de presión al ambiente. Y a través de la electrónica del dispensario y del mismo medidor de flujo másico, el dispensario se protege por un posible exceso de flujo (como puede ser alguna fuga por fractura de tuberías o rotura en las mangueras de llenado) realizando el cierre de las válvulas, bloqueando inmediatamente el flujo de gas. Así también en el acoplamiento de la manguera flexible de llenado al dispensario, se tiene un elemento mecánico que permite desprender la manguera del dispensario, bloqueando inmediatamente el flujo gas ante un	Deben conectarse las mangueras evitando que éstas estén tensionadas o torsionadas, como asimismo, que pasen por debajo de la unidad u otros vehículos. Se deberá vigilar la operación hasta finalizar, permaneciendo en la zona de descarga, y verificando que los recipientes hayan sido llenados hasta no más de la presión autorizada.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

LITROGAS, S.A. DE C.V.					
"Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular."					
Número de Nodo: 04			No. De plano IMDF1		Fecha: 11/FEB/2016
Descripción: Almacenamiento buffer de gas natural 16 tanques de acero de 125 lts de capacidad de agua			Intención de Diseño: Almacén temporal de gas natural Capacidad de 125 lts GN @3600 psi Dimensiones: L 2.99 X H 2.02 m		
No.	Variable	Causa	Consecuencias	Salvaguarda	
				jalon excesivo de esta. Una de las características de la manguera es que es conductora de electricidad, la cual esta permanentemente conectada a tierra para evitar descargas de la energia estatica provocada por el flujo y la fricción del gas.	

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.

Tabla 4. Número de Probabilidad de Riesgo en matriz de riesgo 4 X 4 Consecuencia

Rango	Consecuencia	Descripción
4	Catastrófica	Fatalidad, daños superiores a 1 MD\$
3	Severa	Heridas múltiples, daños de 0.1 a 1 MD\$
2	Moderada	Heridas ligeras, daños de 0.01 a 0.1 MD\$
1	Ligera	Sin heridas, daños menores a 0.01 MD\$

Fuente: Procedimiento para analizar análisis de riesgo en PEMEX Exploración y Producción PG-SS-TS-003-2007 y NRF-018-PEMEX-2007.

Tabla 5. Número de Probabilidad de Riesgo en matriz de riesgo 4 X 4 Frecuencia

Rango	Frecuencia	Descripción
4	Frecuente	Ocurre más de una vez por año
3	Poco Frecuente	Ocurre una vez entre 1 y 10 años
2	Raro	Ocurre una vez entre 10 y 100 años
1	Extremadamente raro	Ocurre una vez entre 100 años o más

Fuente: Procedimiento para analizar análisis de riesgo en PEMEX Exploración y Producción PG-SS-TS-003-2007 y NRF-018-PEMEX-2007.

Tabla 6. Rango de Probabilidad de Riesgo en matriz de riesgo 4 X 4

Rango	Riesgo	Descripción
1, 2 y 3	Aceptable	Riesgo generalmente aceptable
4 a 6	Aceptable con controles	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos de control del proceso
8 y 9	Indeseable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles tanto de ingeniería como administrativos, en un periodo de 3 a 12 meses
12 a 16	Inaceptable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles tanto de ingeniería como administrativos, en un periodo de 3 a 6 meses

Fuente: Procedimiento para analizar análisis de riesgo en PEMEX Exploración y Producción PG-SS-TS-003-2007 y NRF-018-PEMEX-2007.

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Tabla 7. Matriz de Jerarquización

Frecuencia		Consecuencia			
		Ligero	Moderado	Severo	Catastrófico
		1	2	3	4
Frecuente	4	4	8	12	16
Poco frecuente	3	3	6	9	12
Raro	2	2	4	6	8
Extremadamente raro	1	1	2	3	4

Fuente: Procedimiento para analizar análisis de riesgo en PEMEX Exploración y Producción PG-SS-TS-003-2007 y NRF-018-PEMEX-2007.

Resultados de la Jerarquización

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

Tabla 8. Resultados de la jerarquización de riesgo Nodo 1.

Nodo 1. Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.						
No.	Variable	Causa	Consecuencias	F	C	Matriz global de riesgo
1.1	Presión Baja/ Flujo Bajo.	Falla en el suministro de gas natural del transportista.	Reducir producción.	2	1	2
1.2	Presión Alta/ Flujo Alto.	Falla en el sistema de regulación de presión durante el suministro de gas natural. El gas contiene elementos condensables.	Debilitamiento de elementos del sistema. Fuga de gas. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	1	2
1.3	Temperatura Baja/Alta.	No aplica	No aplica	1	1	1
1.4	Fuga por preñe de válvula de control de la caseta de regulación.	Desgaste de sello de válvula .	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	1	3	3
1.5	Corrosión externa o interna de la tubería.	Variación en la composición del gas enviado por proveedor	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	2	4
1.6	Fuga en tubería por poro o soldadura.	Error de procedimiento de construcción ó material de la tubería.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	2	4
1.7	Fuga por golpe externo en la tubería.	Error humano en el manejo de equipo o herramienta en actividades de	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede	2	3	6

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Nodo 1. Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.						
No.	Variable	Causa	Consecuencias	F	C	Matriz global de riesgo
		mantenimiento.	provocar incendio y explosión.			

Tabla 9. Resultados de la jerarquización de riesgo Nodo 2

Nodo 2: Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2						
No.	Variable	Causa	Consecuencias	F	C	Matriz global de riesgo
2.1	Presión baja/ Flujo bajo	Cierran la válvula de corte y reguladora de presión.	Falta de gas natural. Baja en la producción del usuario. Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	1	1	1
2.2	Alta presión/ Flujo alto.	Falla en la válvula del sistema de regulación y medición.	Aumento del flujo en el sistema de alimentación de gas natural. No hay efectos ambientales. Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	1	1	1
2.3	Corrosión externa e interna.	Falta de seguimiento en el programa de inspección y mantenimiento. Alto contenido de azufre en el gas.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	3	6
2.4	Fuga en tubería por poro o soldadura.	Error de procedimiento de construcción ó material de la tubería.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	2	4
2.5	Fuga por golpe externo.	Error humano en el manejo de equipo o herramienta en actividades de mantenimiento.	Posible fuga de gas natural. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	2	2	4

Tabla 10. Resultados de la jerarquización de riesgo Nodo 3

Nodo 3 Dispensarios de gas						
No.	Variable	Causa	Consecuencias	F	C	Matriz global de riesgo
3.1	Presión Baja/	tubería que transporta gas natural a dispensarios presenta fugas	Posible incendio y/o explosión de gas natural en caso de encontrar una fuente de ignición	2	2	4
3.2	Presión Alta	Falla en el sistema de regulación de presión durante el suministro de gas natural. A dispensarios El gas contiene elementos condensables.	Debilitamiento de elementos del sistema. Fuga de gas. En caso de presentarse una fuente de ignición puede provocar incendio y explosión.	1	3	3
3.3	Flujo Alto.	Falla en el medido de flujo masico	Se reduce la capacidad de almacenamiento de los cilindros móviles.	1	1	1
3.4	Flujo bajo	Fuga de gas natural por fractura en manguera de suministro o desacoplamiento de la misma	Posible incendio y/o explosión de gas natural en caso de encontrar una fuente de ignición	2	2	4
3.5	Temperatura baja.	Temperatura ambiente muy baja	El gas se compactaría y el tanque se llenaría con un mayor volumen que pondría en riesgo la capacidad de presión del tanque al expandirse el gas con el incremento de la temperatura ambiente.	1	2	2
3.6	Mayor presión en tanques de almacenamiento	Incremento de presión en tanques de almacenamiento	Posibilidad de fugas en válvulas y conexiones	2	2	4

Tabla 11. Resultados de la jerarquización de riesgo Nodo 5

Nodo 4 Almacenamiento buffer de gas natural						
No.	Variable	Causa	Consecuencias	F	C	Matriz global de riesgo
4.1	Más Presión	Se llenan los cilindros a una presión más alta que la especificada	Se puede sobrepresionar el cilindro	1	2	2
4.2	Mas temperatura	Falla del compresor	Incremento de presión en el sistema	1	2	2
4.3	Mas flujo	Falla en el medidor de flujo másico	Se detiene el flujo de gas	1	1	1
4.4	No flujo	Fuga por fractura de tuberías o rotura en las mangueras de llenado)	Fuga de gas natural y en el caso de encontrar una fuente de ignición se podrá presentar un incendio y/o explosión	2	2	4
4.5	No procedimiento	Fuga de gas natural en conexiones del cilindro de gas natural por falta de mantenimiento o equipo fuera de especificación	Fuga de gas natural en conexiones del cilindro de gas natural y en el caso de encontrar una fuente de ignición se podrá presentar un incendio y/o explosión	2	2	4

A continuación se presenta un resumen de los resultados de la matriz de riesgos.

Tabla 12. Resumen de resultados por desviación de la matriz de riesgos

Frecuencia		Consecuencia			
		Ligero	Moderado	Severo	Catastrófico
		1	2	3	4
Frecuente	4				
Poco frecuente	3				
Raro	2			2	
Extremadamente raro	1			2	

Tabla 13. Resumen de resultados de la matriz de riesgos

Frecuencia		Consecuencia			
		Ligero	Moderado	Severo	Catastrófico
		1	2	3	4
Frecuente	4				
Poco frecuente	3				
Raro	2	2	8	4	
Extremadamente raro	1	9	3	3	1

Tabla 14. Resumen del Rango de Probabilidad de Riesgo en matriz de riesgo 4 X 4

Rango	Riesgo	Descripción
1, 2 y 3	Aceptable	25
4 a 6	Aceptable con controles	5
8 y 9	Indeseable	0
12 a 16	Inaceptable	0

A continuación, se presenta la información en las que se basa la evaluación del riesgo de acuerdo a la definición de las categorías de accidentes con base en la probabilidad de un evento:

Tabla 15. Definiciones de las Categorías con base en la Probabilidad de un Evento

Categoría	Evento	Tiempo en años entre fallas	Rango de probabilidad por año	Definición (con base en el tiempo de vida de operación de la planta)
1	Raro	100 a 320	0.01 a 0.003	No esperado que ocurra
2	Eventual	32 a 100	0.03 a 0.01	Posibilidad remota de que ocurra
3	Posible	10 a 32	0.1 a 0.03	Esperado que ocurra una vez
4	Probable	3 a 10	0.3 a 0.1	Esperado que ocurra más de una vez
5	Frecuente	1 a 3	1 a 0.3	Esperado ocurra cuando menos anualmente

Fuente: Guía para la preparación de un programa preventivo y administración del riesgo (1989, oficina de servicios de emergencia del estado de California).

Tabla 16. Probabilidad Típica de Error Humano en la Industria *

Actividad	Probabilidad
Error general de observación	5×10^{-2}
Operador accionando interruptor	1×10^{-3}
Error general de omisión	1×10^{-2}
Operaciones en momentos álgidos respuesta después del accidente mayor	
Primer Minuto	1.0
Después de 5 minutos	9×10^{-1}
Después de 30 minutos	1×10^{-1}

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Actividad	Probabilidad
Rutina de inspección	5×10^{-1}
Inspección con listas de chequeo	1×10^{-1}
Operaciones no rutinarias	1×10^{-2}
Error general debido a rapidez	0.2 - 0.3

* Atallah 1980

Tabla 17. Frecuencia de Falla de Equipos y Accesorios

Falla	Probabilidad	Referencia
Tanque de almacenamiento		
General	$3 \times 10^{-6}/h$	Lees
Ruptura equivalente a 4"	$1 \times 10^{-6}/h$	Atallah
Ruptura Total	$3 \times 10^{-6}/h$	Davis
Tubería (rupturas)		
$\varnothing \leq 3$ " (por sección)	$1 \times 10^{-9}/h$	Lees
$\varnothing > 3$ " (por sección)	$1 \times 10^{-10}/h$	Lees
$\varnothing > 6$ "	$1.8 \times 10^{-9}/\text{pie-año}$	Atallah
Juntas (general)	$0.5 \times 10^{-6}/h$	Lees
Juntas de expansión		
General	$5 \times 10^{-6}/h$	Atallah
Ruptura	$1 \times 10^{-8}/h$	Lees
Empaques (general)	$0.5 \times 10^{-6}/h$	Lees
Uniones y bifurcaciones		
General	$0.4 \times 10^{-6}/h$	Lees
Ruptura	0.0026/año	Davis
Conexiones (ruptura)	$1 \times 10^{-8}/h$	Atallah
Válvulas manuales		
Falla al operar	0.365/año	Davis
Falla a permanecer abierta	0.0365/año	Davis
Derrame o ruptura	$8.8 \times 10^{-6}/\text{año}$	Davis
Derrame o ruptura	$1.8 \times 10^{-8}/h$	Atallah
Válvula de relevo		
Fuga	$2 \times 10^{-6}/h$	Lees
Bloqueo	$0.5 \times 10^{-6}/h$	Lees
Apertura prematura	$1 \times 10^{-5}/h$	Lees
Válvula de bola (general)	$0.5 \times 10^{-6}/h$	Lees
Válvula de solenoide (general)	$30 \times 10^{-6}/h$	Lees
Válvula de retención		

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Falla	Probabilidad	Referencia
Falla a abrir	$1 \times 10^{-4}/h$	Lees
Derrame interno	$3 \times 10^{-7}/h$	Lees
Ruptura	$1 \times 10^{-8}/h$	Lees
Válvula de control		
No abre	$1 \times 10^{-5}/demanda$	Atallah
Abre antes	$1 \times 10^{-5}/h$	Atallah
Falla (general)	$30 \times 10^{-6}/h$	Lees
Sistema electrónico	$1 \times 10^{-6}/h$	Atallah
Bomba		
Falla a arrancar	$1 \times 10^{-3}/h$	Lees
Falla a operar	$3 \times 10^{-5}/h$	Lees
Ruptura	$1 \times 10^{-8}/h$	Atallah
Derrame (sello del eje)	$5 \times 10^{-3}/año$	Davis
Compresor (ruptura)	$1 \times 10^{-8}/h$	Atallah

Tabla 18. Frecuencia de Falla Anual de Componente*

Componente	Frecuencia de fallo/año
Medidor de flujo	0.76 - 2.18
Controlador de flujo	0.29 - 0.38
Indicador de flujo	0.026
Indicador de flujo de área variable	0.34
Indicador de presión	0.026 - 1.41
Controlador de presión	0.29 - 0.38
Controlador de temperatura	0.29 - 0.38
Termopar	0.52
Termómetro de resistencia	0.41
Termómetro de mercurio	0.027
Termómetro de bulbo de gas	0.37
Agitador mecánico	
Servicio normal	8.8×10^{-2}
Servicio extremo	8.8
Sistema de bombeo inducido	
Servicio normal	8.8×10^{-2}
Servicio extremo	8.8
Medidor de Ph	5.88

*Davis 1989

Con base en la información descrita anteriormente, se presentan los resultados de probabilidad de ocurrencia para cada uno de los eventos, considerando los eventos

solicitados en la Guía de SEMARNAT (catastrófico: evento mayor, evento al 20%) y los eventos más probables:

Tabla 19. Resultados de probabilidad de ocurrencia

Escenarios	Conclusión	Frecuencia	Referencia
Evento 1. Fuga de gas en el Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM.	Evento mayor No probable	1×10^{-10} /pie año	Atallah
Evento 2. Fuga de gas en el Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2	Evento mayor No probable	1×10^{-8} /h	Atallah
Evento 3. Fuga de gas natural en la manguera del dispensario que surte gas natural a los vehículos	Evento menor Posible	1×10^{-9} /h	Lees
Evento 4. Fuga de gas en los recipientes de Almacenamiento buffer de gas natural	Evento mayor No probable	1×10^{-8} /h	Atallah

Conclusiones:

- En la Jerarquización de Riesgos se evaluaron 23 desviaciones donde el 91.30% son aceptables y el 8.69% son aceptables con controles.
- No se presentaron desviaciones inaceptables.
- La evaluación de consecuencias se realizó con las desviaciones 1.7, 2.3, 3.5, 4.5 indicadas en el Hazop.
- El evento 1 y 3 es poco probable que suceda, debido a aplicación de los estrictos procedimientos de construcción, mantenimiento, pruebas de integridad mecánica; así como las estadísticas que se tienen de este tipo de instalaciones.
- El evento 2, aún y cuando es calificado como máximo catastrófico, es considerado también como el de menor probabilidad de ocurrencia, no obstante ha sido modelado para justificar y demostrar que la implementación de este proyecto no representa afectaciones a componentes ambientales de interés, asentamientos humanos y/o infraestructura de alto riesgo.

II DESCRIPCIÓN 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.

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 (ver Anexo 5).

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 20. 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 Tabla 21.

Tabla 21. 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 los 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 Tabla 22.

Tabla 22. Diámetros equivalentes de la fuga (DEF)

	Área del sistema, donde se presenta	Diámetro Equivalente de la Fuga
Para el caso alternativo	Líneas de proceso $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF = 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso $2'' < DN \leq 6''$	DEF = 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso ó ductos de transporte $6'' \leq DN$	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 $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$
Líneas de proceso $2'' < DN \leq 2''$		DEF = 0.6" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
Líneas de proceso ó ductos de transporte $6'' \leq DN$		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 Auditoría en seguridad Industrial y Protección Ambiental y la Guía Técnica para realizar análisis de 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

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

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 5 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 23. 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

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

Evento 1:

Fuga de gas natural por la ruptura total del Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM se consideró la ruptura total del gasoducto.

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

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 2.4 m/s

Dirección del viento: NNE

Temperatura ambiente 17.1°C

Estabilidad Clase C

Humedad del 25%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro de la Tubería: 2 inches

Longitud de la tubería: 15 m

Área de fuga: 3.14 (pulgadas cuadradas)

Presión de trabajo: 168 psia

Temperatura: 17.1° C

Duración de la fuga: 1 min (calculado por el simulador)

Promedio de la velocidad del material fugado: 3.64 gr/sec (calculado por el simulador)

Total de material fugado: 218 kilograms (calculado por el simulador)

Tabla 24. Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 1. Fuga de gas natural por la ruptura total del Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM se consideró la ruptura total del gasoducto.	Zona de alto riesgo 1 psi	No se forma nube explosiva
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	No se forma nube explosiva

Tabla 25. Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 1. Fuga de gas natural por la ruptura total del Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM se consideró la ruptura total del gasoducto.	Zona de alto riesgo 5 kW/m ²	10
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m ²	10

Evento 2:

Fuga de gas en el Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2

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

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 2.4 m/s

Dirección del viento: NNE

Temperatura ambiente 17.1°C

Estabilidad Clase C

Humedad del 25%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro de la Tubería: 0.5 inches

Longitud de la tubería: 125 m

Área de fuga: 0.20 (pulgadas cuadradas)

Presión de trabajo: 3600 psia

Temperatura: 17.1° C

Duración de la fuga: 1 hr (calculado por el simulador)

Promedio de la velocidad del material fugado: 26.3 kg/min (calculado por el simulador)

Total de material fugado: 1,556 kilograms (calculado por el simulador)

Tabla 26. Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 2 Fuga de gas en el Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2	Zona de alto riesgo 1 psi	18
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	25

Tabla 27. Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 2. Fuga de gas en el Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2	Zona de alto riesgo 5 kW/m ²	10
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m ²	12

Evento 3:

Fuga de gas natural por ruptura de manguera en dispensario, se consideró la fuga del total del flujo de la manguera.

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

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 2.4 m/s

Dirección del viento: NNE

Temperatura ambiente 17.1°C

Estabilidad Clase C

Humedad del 25%

Diámetro de la manguera: 2 inches

Área de fuga: 3.14 sq in (área total de la manguera)

Flujo: 6,000 Sm³/hr

Presión de trabajo: 3600 psia

Duración de la fuga: 20 seg (calculado por el simulador)

Promedio de la velocidad del material fugado: 66.7 grams/sec

Total de material fugado: 4 kilograms (calculado por el simulador).

Tabla 28. Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 3: Fuga de gas natural por ruptura de manguera en dispensario, se consideró la fuga del total del flujo de la manguera	Zona de alto riesgo 1 psi	No se forma nube explosiva
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	No se forma nube explosiva

Tabla 29. Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 3: Fuga de gas natural por ruptura de manguera en dispensario, se consideró la fuga del total del flujo de la manguera	Zona de alto riesgo 5 kW/m ²	11
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m ²	10

Evento 4. Fuga de gas en los recipientes de Almacenamiento buffer de gas natural, en la válvula manual de almacenamiento de una línea de contenedores (6 cilindros)

Se considera que la fuga ocurrirá en el cilindro

Este evento se volvió a correr con los siguientes datos:

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

Se consideraron los siguientes datos atmosféricos:

Velocidad de viento: 2.4 m/s

Dirección del viento: NNE

Temperatura ambiente 17.1°C

Estabilidad Clase C

Humedad del 25%

Datos proporcionados al simulador

Diámetro del orificio de fuga: 0.5 pulg

Diámetro: 0.60 m

Longitud: 2.02 m

Capacidad de gas natural: 125 kg.

Presión interna: 3600 psia

Cálculos hechos por el simulador

Duración de la fuga: 5 min

Flujo de material fugado: 93.2 kilograms/min

(averaged over a minute or more)

Total de material fugado: 119 kilograms

Tabla 30. Resultados de la evaluación de consecuencias explosión (sobrepresión)

Escenarios	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 4. Fuga de gas en los recipientes de Almacenamiento buffer de gas natural, en la válvula manual de almacenamiento de una línea de contenedores	Zona de alto riesgo 1 psi	35
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	48

Tabla 31. Resultados de la evaluación de consecuencias inflamabilidad (Radiación Térmica)

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Evento 4. Fuga de gas en los recipientes de Almacenamiento buffer de gas natural, en la válvula manual de almacenamiento de una línea de contenedores (6 cilindros) Se considera que la fuga ocurrirá en el cilindro	Zona de alto riesgo 5 kW/m ²	15
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m ²	27

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 32. Interacciones de riesgo

Evento	Zona de riesgo m *	Interacciones de riesgo	Efectos
Evento 1. Fuga de gas natural por la ruptura total del Gasoducto de 2"-GN-168#-AC0 CED 40 de acometida de la ERM se consideró la ruptura total del gasoducto.	10	El radio de afectación queda dentro de los límites de propiedad de la empresa	Daños al personal y al gasoducto, equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la Estación de Servicio
Evento 2 Fuga de gas en el Gasoducto de descarga de 1 compresor DE GNC de alta presión 0.5-GNC-3600#AC2.	18	El radio de afectación queda dentro de los límites de propiedad de la empresa	Daños al personal y al gasoducto, equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la Estación de Servicio
Evento 3: Fuga de gas natural por ruptura de manguera en dispensario, se consideró la fuga del total del flujo de la manguera	11	Instalaciones de la Estación de Servicio	Daños al personal y al gasoducto, equipos, tuberías, estructura y áreas de la Estación de Servicio
Evento 4. Fuga de gas en los recipientes de Almacenamiento buffer de gas natural, en la válvula manual de almacenamiento de una línea de contenedores	35	Instalaciones la Estación de Servicio de Gas, que el tanque de almacenamiento de gas l.p. cuenta con muro de protección alrededor del mismo.	Daños al personal y al gasoducto, equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la estación de carburación.

*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 5 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 Tipo de almacenamiento temporal 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 como se ha mencionado en el apartado de análisis de identificación y jerarquización de riesgos, es parámetro para poder determinar que en caso de ocurrencia del mismo, no se verían afectados componentes ambientales de interés como son: cuerpos de agua (cauces y/o ríos); cercanía de comunidades o centros de concentración masiva de personas; cercanía de áreas ambientales protegidas o de conservación; y/o instalaciones con actividades de alto riesgo.

Por lo anterior se puede observar que no existen afectaciones por parte del sistema de gas natural hacia algún sitio de interés, únicamente se verían afectadas infraestructuras propias de la misma como son oficinas y/o cuartos de servicios.

Asimismo, considerando la colindancia del proyecto y tomando en cuenta la afectación del evento máximo catastrófico por el manejo de gas natural (radio de alto riesgo 35 m debido a una sobrepresión y 48 m para zona de amortiguamiento) se observa que los radios de afectación quedan inmersos dentro del derecho de vía y terrenos propios de las instalaciones de la Estación de Carburación.

II.2 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.

En la Tabla 33. , se presenta una síntesis del inventario ambiental en donde se desarrollará el Proyecto, para cada uno de los sistemas: físico, natural y socioeconómico.

Tabla 33. Síntesis del inventario ambiental del Sistema Ambiental

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
Medio físico		
Clima	Modificación del microclima	Actualmente en las zonas donde la vegetación ha sido desmontada la insolación es mayor y por lo tanto en estas áreas se esperaría que existan variaciones microclimáticas.
Calidad del aire	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones a la atmósfera	<p>Puebla tiene condiciones consideradas favorables debido a que no presenta variaciones extremas en temperatura, humedad y sequía, adicionalmente cuenta con precipitación pluvial y condiciones atmosféricas predecibles.</p> <p>Puebla presenta un sistema de saneamiento o de limpieza atmosférica natural, otorgado por el sistema de topoformas donde está ubicada, con presencia de sierra, llanura y llanura con lomeríos; conformación que permite una mayor circulación de las corrientes de aire predominantes en el Valle de Puebla.</p> <p>El volcán La Malinche constituye un ecosistema que provee al municipio de recargas de sus mantos acuíferos y de oxigenación Natural.</p> <p>La calidad del aire está siendo afectada como se expresa en los índices de contaminación que se han incrementado en los últimos años, causados entre otros, por la industria y por el parque automotor.</p>

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
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	Ninguno de los ríos ni cuerpos de agua se encuentran en las colindancias del sitio del proyecto.
Hidrología subterránea	Estado actual del acuífero (sobreexplotado o subexplotado)	<p>El SA del se encuentra en el Municipio de Puebla el cual dispone de abundantes recursos hidráulicos tanto superficiales como subterráneos. El acuífero del Valle de Puebla tiene un área de 1,470Km², y anualmente recarga 362 millones de m³ por los escurrimientos de la Malinche, Popocatepetl e Iztacihualt.</p> <p>El sistema hidrográfico está conformado por tres grandes cuencas:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. La Cuenca Río Atoyac. b. La Cuenca Río Alseseca c. La Cuenca Río San Francisco <p>De igual manera existen registrados y en funcionamiento algunos cuerpos de agua.</p> <p>Del Acuífero del Valle de Puebla anualmente se extrae 352 millones de m³, en el balance con la recarga anual de 362 millones de m³, se genera una reserva que se torna insuficiente para la marcha creciente de la urbe y las actividades económicas.</p> <p>Los niveles dinámicos de los mantos acuíferos podrían ser seriamente dañados debido a la sobreexplotación, deforestación y la existencia de políticas ineficaces en la extracción y aprovechamiento del agua.</p> <p>El acuífero del Valle de Puebla ha estado sometido en los últimos años a una continua explotación, detectándose algunos conos de abatimiento de los niveles dentro del área urbana, lo cual se agudizaría al entrar en operación nuevos pozos.</p> <p>De los 22 cuerpos de agua registrados en el 2001 en el municipio, en la actualidad la mayoría se han perdido o están en extinción, muchos han sido absorbidos por la mancha urbana y por los asentamientos humanos, así como por el deterioro de la calidad del agua.</p> <p>Anteriormente el 85% de la recarga de los mantos acuíferos estaba soportada por La Malinche, sin embargo, por la deforestación a la que se ha visto sometida esta ha visto reducida su capacidad.</p>
Geomorfología	Modificación de relieve por excavaciones.	<p>El Sistema Ambiental, se encuentra en la provincia fisiográfica del eje neovolcánico correspondiente a la subprovincia de los lagos y volcanes de Anáhuac; el sistema de topoformas se caracteriza por la presencia de sierra en un 31.37%; llanura en un 25.51%; y llanura con lomeríos en un 43.12%.</p> <p>No habrá modificaciones de relieve por la excavación.</p>
Suelo	Presencia o ausencia de erosión y/o contaminación	El municipio presenta gran diversidad edafológica; se identifican suelos pertenecientes a grupos que de modo general a continuación se describen:

ESTUDIO DE RIESGO, MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO
ESTACIÓN DE SERVICIO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
		<p>Litosol: se presenta en el suroeste del municipio, cubriendo parte de la sierra del Tentzo, y al centro este, en la sierra de Amozoc.</p> <p>Regosol: cubre las estribaciones de la Malinche y zonas dispersas de la sierra del Tentzo. Cambisol: ocupa grandes extensiones al norte de la ciudad, y al sureste del municipio. Feozem: se localiza al poniente de la presa de Valsequillo y de la ciudad de Puebla.</p> <p>Vertisol: ocupa grandes extensiones, entre la ciudad de Puebla y la Presa de Valsequillo, y al noroeste del municipio, en la Rivera del Atoyac.</p> <p>Rendzina: Se localiza en el sur del municipio cubriendo la mayor parte de la sierra del Tentzo y zonas aisladas al noroeste y suroeste de la ciudad de Puebla.</p> <p>El uso de suelo actual dentro de un radio de 500 m es urbano e industrial.</p>
Medio biótico		
Vegetación	Proporción de vegetación natural/superficie total del sistema ambiental	El área donde se construirá la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV) se encuentra desprovista de vegetación original del sitio ya actualmente el terreno no se realiza ninguna actividad y está rodeado por actividades urbanas e industriales.
Fauna	Superficie con vegetación natural que proporciona un hábitat para la fauna silvestre	El área donde se construirá la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV) se encuentra desprovista de fauna Esta unidad de vegetación secundaria se encuentra alterada por diversas actividades que en el predio se realizaban por lo que no se encuentra fauna silvestre.
Medio socioeconómico		
Paisaje	Disminución de la calidad del paisaje	El paisaje ha sido modificado por las actividades agropecuarias, 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 y 2010 fue de 1.35%.
	Población	La población total del municipio registrada en el año 2010 fue de 1,539,819 habitantes
Índice de marginación	Muy Baja, Baja, Media, Alta y Muy Alta	La marginación del municipio de Puebla es muy bajo, de acuerdo al análisis realizado por la Comisión Nacional de Población de los datos obtenidos en el año 2010, siendo de -1.67597.
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:

Recomendaciones del manejo de gas natural

1. Comunicación periódica con el distribuidor de gas natural para realizar los ajustes operacionales.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Elaborar un programa de mantenimiento preventivo general en la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), donde se incluya integridad mecánica de la tubería.
6. Elaborar el Programa de Atención de Emergencias de acuerdo a la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).
7. Elaborar Programa de Protección Civil y presentarlo a la autoridad municipal y estatal.
8. Cuando entre en operación el proyecto implantar el Programa para la Prevención de Accidentes.
9. Elaborar procedimientos operativos de manejo de gas natural y capacitar al personal encargado.
10. Capacitar al personal sobre los procedimientos operativos de manejo de gas natural.
11. Solicitar al contratista el procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la actividad.
12. Solicitar al constructor los registros de las pruebas radiográficas de la tubería.
13. Elaborar procedimiento de seguridad de trabajos peligrosos en la caseta de regulación y medición.
14. Elaborar dictamen técnico de cumplimiento con las normas por medio de una unidad de verificación de gas natural.
15. Los servicios de mantenimiento requeridos en el compresor son los siguientes:

Diario:

- Revisión/repación de fugas de gas, aceite ó aire.
- Reposición de niveles de agua y aceite del carter del compresor y del motor de combustión.
- Drenado de filtros

- Revisión de historial de alarmas en CCM
- Revisión/reparración de lámparas de señalización en tableros.

Semanal:

- Drenado de filtros o secador de gas
- Drenado de aceite y agua capturada del gas en compresores
- Revisión de lecturas en indicadores locales (presión, nivel, temperatura, etc.).
- Revisión/Reparración de los sistemas de lubricación

Cada Mes:

- Revisión/Apriete de tornillería de sujeción por vibración.
- Activación y verificación de paros de emergencia.
- Verificación de operación de las válvulas automáticas.
- Monitoreo de temperatura de las válvulas de compresión

Cada 3 meses:

- Revisión/Cambio de filtros de succión y descarga de gas
- Drenado y cambio de aceite lubricante del motor de combustión.
- Reposición/cambio de aceite del Carter en compresor
- Remplazo de filtros de aceite y aire del motor de combustión
- Lubricación de rodamientos y chumaceras

Cada 4,000 Hrs:

- Reemplazo de válvulas de compresión y sellos de válvulas.

Anual:

- Servicio de mantenimiento a válvulas de relevo de presión.
- Análisis de vibración del equipo / Reparración si es necesario.
- Pintura de equipos (si es necesario)

Cada 10,000 y 20,000 Hrs:

- Servicio menor ó mayor al equipo de compresión y motor de combustión de acuerdo a recomendaciones de fabricante
- Los tanques de almacenamiento requieren del siguiente mantenimiento:
- Revisión/reparración de fugas de gas en válvulas y conexiones.
- Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión.
- Drenado mensual de los condensados en los tanques.
- Aplicación de pintura para evitar la corrosión

Cada 5 años, revisión y verificación de los tanques (verificación de espesores y elongación del material).

El mantenimiento necesario para dispensarios debe de ser el siguiente:

- Cada vez que se requiera intervenir por mantenimiento, es indispensable por seguridad aislar y des presurizar completamente el equipo, y tomar las precauciones necesarias por si alguna tubería o elemento haya quedado obtaculizado con gas a alta presión. No confiarse esta presión de gas es muy peligrosa y puede causar daños severos a las personas o equipos.
- Revisar/corregir fugas de gas en elementos y conexiones.

- Revisar/corregir posibles congelamientos en regulador de presión o válvulas.
- Verificar/cambio de manómetros de dispensarios.
- Revisar/cambio de posibles daños en mangueras flexibles de llenado.
- Revisar/cambio de conexión de llenado
- Revisar a través del manómetro que el dispensario se mantenga presurizado permanentemente, de lo contrario buscar fuga.
- Mantenimiento anual de la válvula de relevo de presión.

III.2 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

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 CO₂. Dejar registro de la prueba indicando el mes, año, nombre o iniciales 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 CO₂ 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 iniciales 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 (CO₂), deben ser sometidos a una prueba de verificación de fugas.

Prueba hidrostática.

Frecuencia

- a) Extintores de CO₂: 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.

Se preparará un plan de respuesta para emergencias en el cual se establecerá la organización y procedimientos para responder efectivamente a un incidente relacionado a la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).

Manuales de Operación y Mantenimiento

Los Manuales de Operación y Mantenimiento se prepararán de acuerdo con todos los Códigos aplicables, las Normas tales como la API, la ASME B31.8, la Ley Mexicana y toda su Reglamentación, y con base en la amplia experiencia derivada de las actividades de operación y mantenimiento de gasoductos. Estos manuales estarán disponibles antes de la puesta en marcha de la Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), se revisarán y actualizarán periódicamente de allí en adelante, con el fin de que siempre reflejen todos los principios de ingeniería aplicables, la experiencia que va adquiriéndose, el conocimiento que se obtiene sobre el gasoducto en su operación del día a día, las consideraciones aplicables en materia de flujo de gas y las condiciones operativas del sistema.

En estos manuales se incluirán todos los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y los procedimientos de operación del gasoducto y sus instalaciones, los sistemas de comunicaciones y las instalaciones de medición. Cada componente del sistema se manejará individualmente, incluyendo la siguiente información para cada caso: antecedentes, requisitos reglamentarios y de las normas técnicas, aspectos ambientales, instrucciones y procedimientos técnicos detallados, programas de control y aseguramiento de la calidad, auditorías, aspectos administrativos, etc.

Procedimiento de Seguridad de Instalaciones y Equipos de una EDS.

Es responsabilidad del administrador de estación se cumpla este procedimiento y se exija el cumplimiento de la misma al personal de mantenimiento y usuarios de la estación. Las Estaciones de servicio, cuentan con áreas específicas para el resguardo de los equipos utilizados para medir, controlar, energizar, comprimir, transportar y almacenar al gas natural, los cuales son:

- Recinto de compresores y dispensarios
- Subestación ó Cuartos de Tableros

- Cuartos de compresores de aire
- Almacenes de refacciones y Residuos Peligrosos

Estas áreas son de acceso controlado para el personal de la empresa, clientes, proveedores, autoridades y personal ajeno a la estación. Y deberán de estar permanentemente cerradas bajo llave, teniendo la responsabilidad y control de estas el personal técnico de mantenimiento de estación y el encargado de estación (traspasando la responsabilidad de estas a sus responsables de cada turno).

Procedimiento

Por operación de las estaciones y de los sistemas de compresión, es necesario ser monitoreados los equipos por personal capacitado. Estas personas serán las responsables de comunicar inmediatamente al personal de mantenimiento y al administrador de estación cualquier anomalía que se detecte y/o auxiliar en resolver el problema, tomando las acciones indicadas por el personal de mantenimiento para restablecer el servicio de los equipos y/o garantizar la seguridad de la estación

Solamente el personal de mantenimiento de estación, administrador, y personal capacitado y autorizado en cada evento, podrán intervenir en los equipos de compresión y despacho, es decir abrir gabinetes o puertas, retirar tapas de registro, tableros y dispensarios.

Por seguridad del personal, de los equipos y de la estación, esta **prohibido** restablecer o poner en operación cualquier equipo que este fuera de servicio por alarmas, mantenimiento u operación de la estación, y que no haya sido consultado con el personal de mantenimiento para su autorización.

Esta prohibido manipular las pantallas de monitoreo y mucho mas modificar los parámetros de operación de los equipos así como el borrar el historial de alarmas. Función sólo disponible para el personal técnico de mantenimiento.

Es totalmente responsabilidad del personal de mantenimiento y de la administrador de la estación (así como del responsable capacitado y asignado en turno), el mantener el orden y seguridad de las áreas y de los equipos, y no es transferible esta responsabilidad a otras personas por solicitar ayuda o por falta de tiempo.

El personal de mantenimiento tiene el compromiso de dar el servicio y asistencia requerida por las estaciones las 24 horas, los 365 días del año. Y en caso de no tener la disponibilidad de tiempo, canalizarlo a otra persona del departamento dando seguimiento hasta garantizar que se esta atendiendo la solicitud.

El personal de mantenimiento deberá informar al administrador de estación y/o al responsable de estación, cada vez que deje fuera de servicio algún equipo por mantenimiento, así como cuando quede nuevamente en servicio. Evento que también deberá ser anotado en bitácora de mantenimiento.

En caso de fuga de gas, fallas de energía eléctrica, problemas con los equipos de compresión y despacho, se deberá reportar inmediatamente a la administrador de estación y al personal de mantenimiento para tomar acciones como pueden ser cerrar válvulas, bajar interruptores, parar o dejar fuera de servicio equipos. Y sólo personal autorizado y capacitado podrá tomar decisiones de este tipo.

Es responsabilidad del administrador de estación el contar con el personal capacitado en cada turno, así como solicitar la capacitación y actualización del personal asignado al departamento de recursos humanos y mantenimiento.

Es responsabilidad del departamento de recursos humanos y del administrador de estación solicitar al departamento de mantenimiento la capacitación correspondiente a todo el personal de nuevo ingreso.

Procedimiento de Seguridad para la Operación y Mantenimiento de una EDS.

Este procedimiento establece las condiciones de seguridad en las actividades de mantenimiento y operación en las EDS. Es obligatorio contar con una Bitácora de Mantenimiento, donde se registraran todos los eventos relacionados con el mantenimiento, correctivo, preventivo y predictivo realizado a todos y cada uno de los equipos de estación. Indicando día, hora y nombre del personal que intervino en el servicio.

La bitácora deberá permanecer en todo momento en custodia del personal administrativo, y se deberá disponer de esta cada vez que el personal de mantenimiento lo requiera, así como a solicitud de las diferentes autoridades como pueden ser, protección civil, ecología, procuraduría del medio ambiente, bomberos, unidades verificadoras, etc.

Mantener al personal de las EDS apropiadamente capacitados en sus deberes y responsabilidades como funcionarios y como participantes en los planes de contingencia. El personal de mantenimiento deberá ser el mas capacitado de la EDS, ya que el debe conocer las instalaciones y equipos. Este deberá dar todo el soporte para cualquier contingencia.

Mantener en buen estado de mantenimiento, vigencia y operatividad todos los extintores y demás equipos contra incendio.

Mantener la condición "a prueba de explosión" de luminarias, tableros, tuberías y ductos para los cableados eléctricos en áreas clasificadas.

No permitir llamas abiertas y/o fuentes de ignición no autorizadas, dentro del perímetro de las EDS.

Mantener en buen estado de orden y aseo todas las áreas de las EDS; así como los equipos, elementos y herramientas, adecuadamente organizados.

Desarrollo.

Mantenimiento de compresores

Dar aviso al encargado de estación el que se dejara fuera de operación el compresor por servicio.

Colocar selector en posición "OFF" desde el tablero de control del compresor que va a revisarse, y bajar palanca de interruptor principal del equipo en el CCM, mantener y colocar en el interruptor un candado y un aviso de "Equipo Fuera de Servicio". De preferencia alguna etiqueta con fotografía, nombre del personal y teléfono para su localización.

Cerrar las válvulas manuales de succión y descarga de gas del compresor. Encender ventiladores para evitar la concentración del gas y dispersarlo mas rápidamente.

Despresurizar el equipo por medio de la válvula de venteo.

Trabajar en el compresor utilizando las herramientas adecuadas.

Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que este realizando.

Verificar el no dejar piezas o herramientas dentro del equipo ni en partes giratorias al término del servicio. Al igual retirar del área todas las refacciones nuevas y usadas, herramientas y utensilios ocupados en el servicio.

Girar manualmente el motor-compresor para verificar que este gira libremente.

Abrir válvula de succión lentamente, dejando la válvula de venteo abierta por 3 minutos para que el gas desplace el oxigeno del interior del equipo, accionar el ventilador en forma manual para dispersar el gas y evitar la concentración de este.

Después de lo anterior, verificar y corregir la presencia de fugas de gas en las partes desarmadas.

Poner en automático el ventilador y colocar selector en posición "AUTO" retirar candado, y letrero de aviso.

Subir palanca del interruptor para energizar el equipo.

Verificar existencia de fugas, vibraciones y ruidos anormales para su posible corrección.

Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Mantenimiento de cilindros de almacenamiento

Dar aviso al encargado de estación el que se dejara fuera de operación el sistema de almacenamiento por servicio de mantenimiento.

Dejar fuera de servicio los compresores el tiempo suficiente para que sea despachado el gas hasta vaciarlo a su mínima capacidad.

Cerrar las válvulas de entrada de gas a los cilindros que van a revisarse / mantenerse.

Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que se van a realizar.

Tomar todas las precauciones posibles evitando tener contacto con el gas, a razón de que la presión del gas puede causar daños similares a los de una navaja, causar quemaduras graves, congelamiento o asfixia.

Ventear a la atmósfera a través de la válvula de purga el gas de los cilindros, cuidando de capturar los hidrocarburos líquidos.

Utilizando las herramientas adecuadas, desconectar las tuberías de entrada y de salida de gas de los cilindros en cuestión.

Realizar las reparaciones o servicios.

Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

En caso que se presente un incendio mientras se realizan las actividades de mantenimiento se deben seguir las siguientes recomendaciones:

Actuar de acuerdo con lo establecido en caso de emergencias, en caso que las labores estén siendo desempeñadas por un contratista, ó una persona que desconozca el procedimiento, este debe actuar de la siguiente manera:

Suspender todas las operaciones y trabajos en la EDS.

Desenergizar compresores desde los botones de paro de emergencia y/o desde el panel de control.

Cerrar la válvula manual de corte de gas, particular del equipo o general de la EDS según sea el caso.

Después de cerrar válvulas (principalmente la que corresponda a fuente de ignición), lo que se espera es que el gas que se encuentre en las tuberías o equipos se consuma y la flama se extinga por si misma. El mayor riesgo es que la flama alcance materiales combustibles, para lo cual es necesario extinguir este con los equipos auxiliares de combate (extinguidores). De no suceder esto esperar a que el fuego se apague.

Es poco probable que se presente fuego con gas a alta presión, debido a que el combustible desplazara el oxígeno y no podrá tener la condición para que el fuego sea factible. Es importante el evitar flama o chispa, debido a que después de controlada una fuga de gas a alta presión las condiciones de flama o explosión pueden estar presentes por unos momentos. Es importante dejar se ventilen las áreas y se disperse el gas del ambiente antes de reiniciar operación.

Notificar al administrador para que proceda con el procedimiento de notificación.

De ser necesario, cerrar válvulas manuales de los tanques de recuperación de gas en compresores.

Concentrar todos los esfuerzos y recursos en combatir o controlar el incendio con los extintores.

Según la magnitud del siniestro, avisar y pedir asistencia al cuerpo de bomberos y demás organismos de socorro.

Si el control de la emergencia se sale de las capacidades y recursos de la EDS, evacuar inmediatamente las instalaciones.

Se deberá emitir un reporte señalando los motivos que ocasionaron el siniestro.

Mantenimiento de dispensarios

Dar aviso al encargado de estación el que se dejara fuera de servicio la manguera o dispensario.

Colocar los señalamientos de "Área Fuera de Servicio" para indicar y asegurar el área de trabajo. Cerrando completamente las posiciones de carga.

Cerrar válvulas de alimentación de gas al dispensario.

A través de la válvula de venteo de cada manguera, des presurizar equipo al que se realizará el servicio.

Según sea el caso, des energizar el dispensario desde el tablero eléctrico.

A pesar de que se haya des presurizado el equipo, se deberá proceder con precaución ya que por obstrucciones puede haber quedado gas en tuberías o algún otro elemento, para esto se recomienda aflojar las conexiones lentamente hasta garantizar la no presencia de gas.

Realizar los trabajos de mantenimiento utilizando los elementos de protección personal y las herramientas adecuadas de acuerdo a la actividad que se van a realizar.

Terminado los trabajos, abrir "lentamente" válvulas de alimentación de gas a dispensario, evitando golpes internos en la tubería que puedan dañar las conexiones o equipos. Hasta un posible desprendimiento de tubos.

Verificar y corregir posibles fugas

Reanudar operación del dispensario teniendo en cuenta los procedimientos y medidas de seguridad para arranque de equipos.

Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Mantenimiento del Tablero de Prioridades

Dar aviso previo al encargado de estación el que se dejara fuera de servicio la EDS.

Desenergizar compresores desde los botones de paro de emergencia y/o desde el panel de control.

Colocar selector en posición "OFF" desde el tablero de control de los compresores y bajar las palancas de los interruptores en el CCM, mantener y colocar en cada interruptor un candado y un aviso de "Equipo Fuera de Servicio".

Cerrar las válvulas manuales de entrada (de compresores, tanques de almacenamiento y filtros) y salida al panel de prioridades hacia dispensarios.

Despresurizar el equipo por medio de la válvula de venteo y de dren.

Trabajar en el Tablero de Prioridades utilizando las herramientas adecuadas.

Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que éste realizando.

Terminado los trabajos, abrir "lentamente" válvulas de entrada y salida del tablero de Prioridades.

Verificar y corregir posibles fugas. Retirar candados, subir interruptores en tableros eléctricos y restablecer selector en posición "AUTO" en tablero local del compresor.

Reanudar operación de la EDS teniendo en cuenta los procedimientos y medidas de seguridad para arranque de equipos.

Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Incendio en Tablero de Control de compresores

Parar compresores desde las paradas de emergencia.

Suspender operaciones de carga o descarga de contenedores.

Desenergizar el panel de control desde la subestación eléctrica.

Concentrar todos los esfuerzos y recursos en combatir el incendio, con extintores de polvo químico y de CO₂. **No utilizar agua.**

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 esta 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 sería la fuga de gas natural a la en el los cilindros de almacenamiento de gas natural (buffer), provocado principalmente por desgaste de materiales o equipos fuera de especificaciones. Los casos evaluados de fuga son aceptables, ya que quedaran inmersos dentro del predio del proyecto, pero se deberán cumplir con los programas de mantenimiento correctivo, preventivo, realizar inspecciones y mediciones periódicas a las instalaciones y a la zona de afectación, así como un monitoreo de las condiciones de operación de las instalaciones.

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 bajo un Índice de Riesgo de Nivel 3, es decir, 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.

La Estación de Servicio de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). en caso de generar 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.

6. 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.

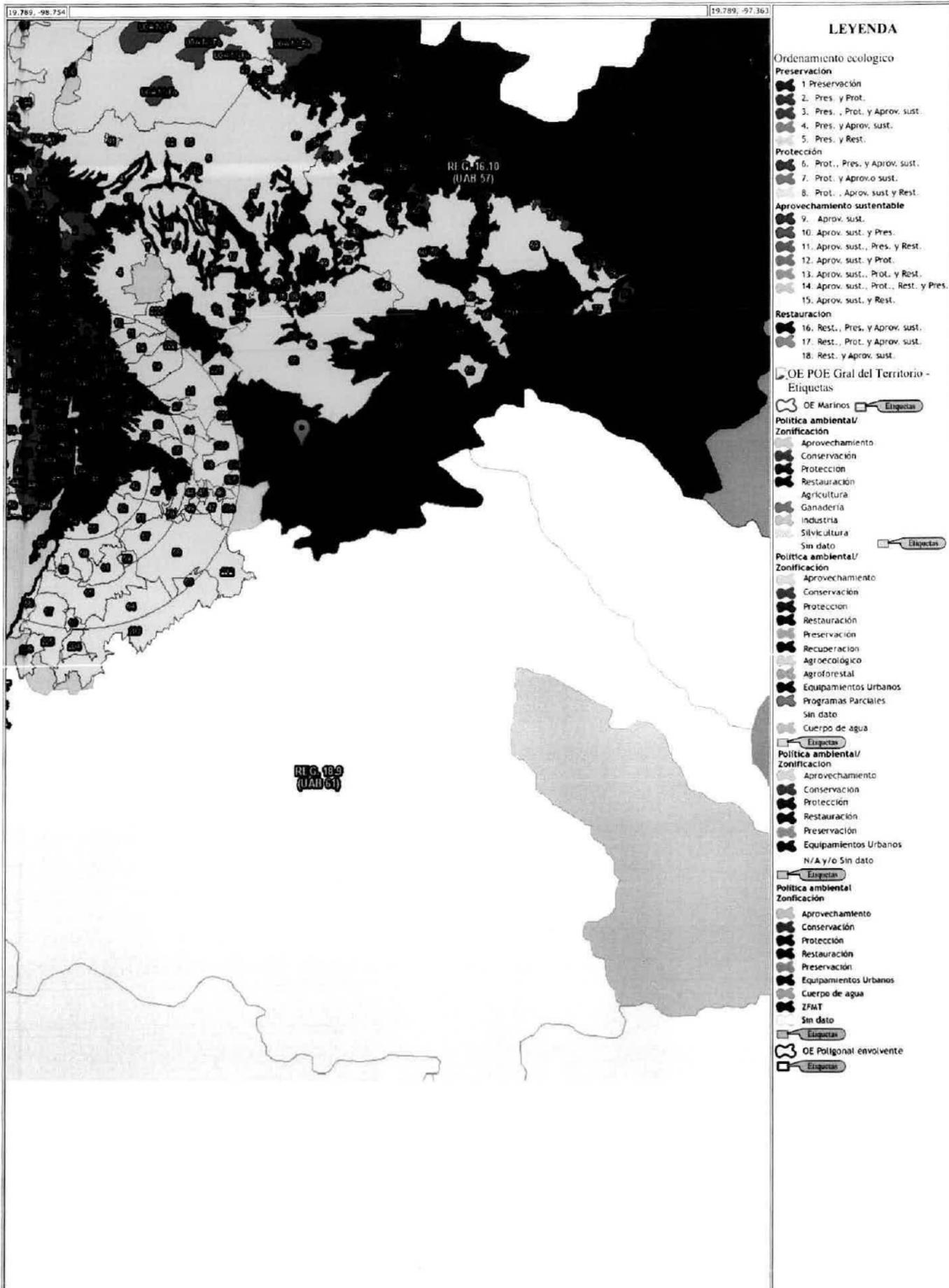
En el Anexo 6 se presenta el informe técnico.

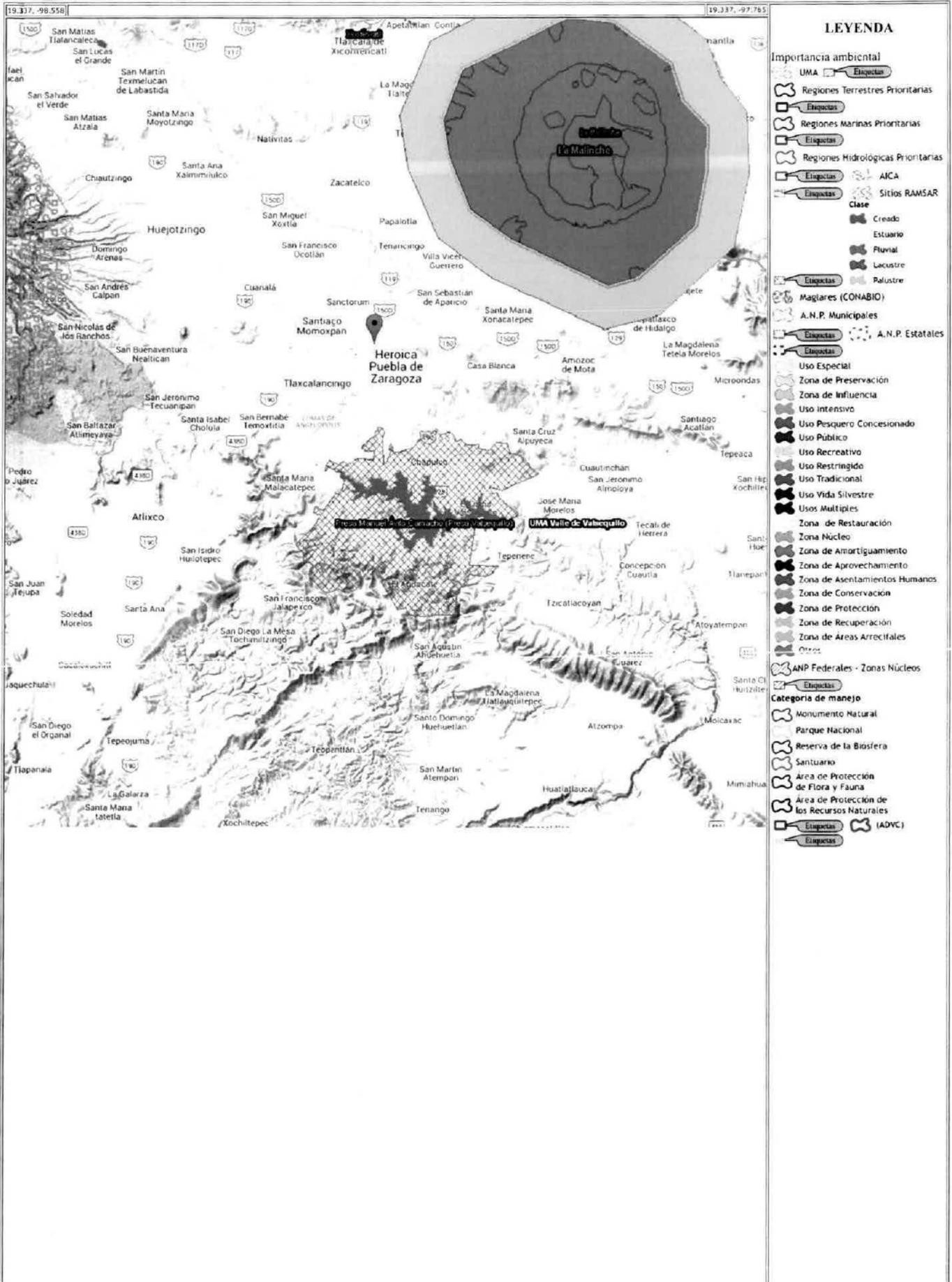
VI IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

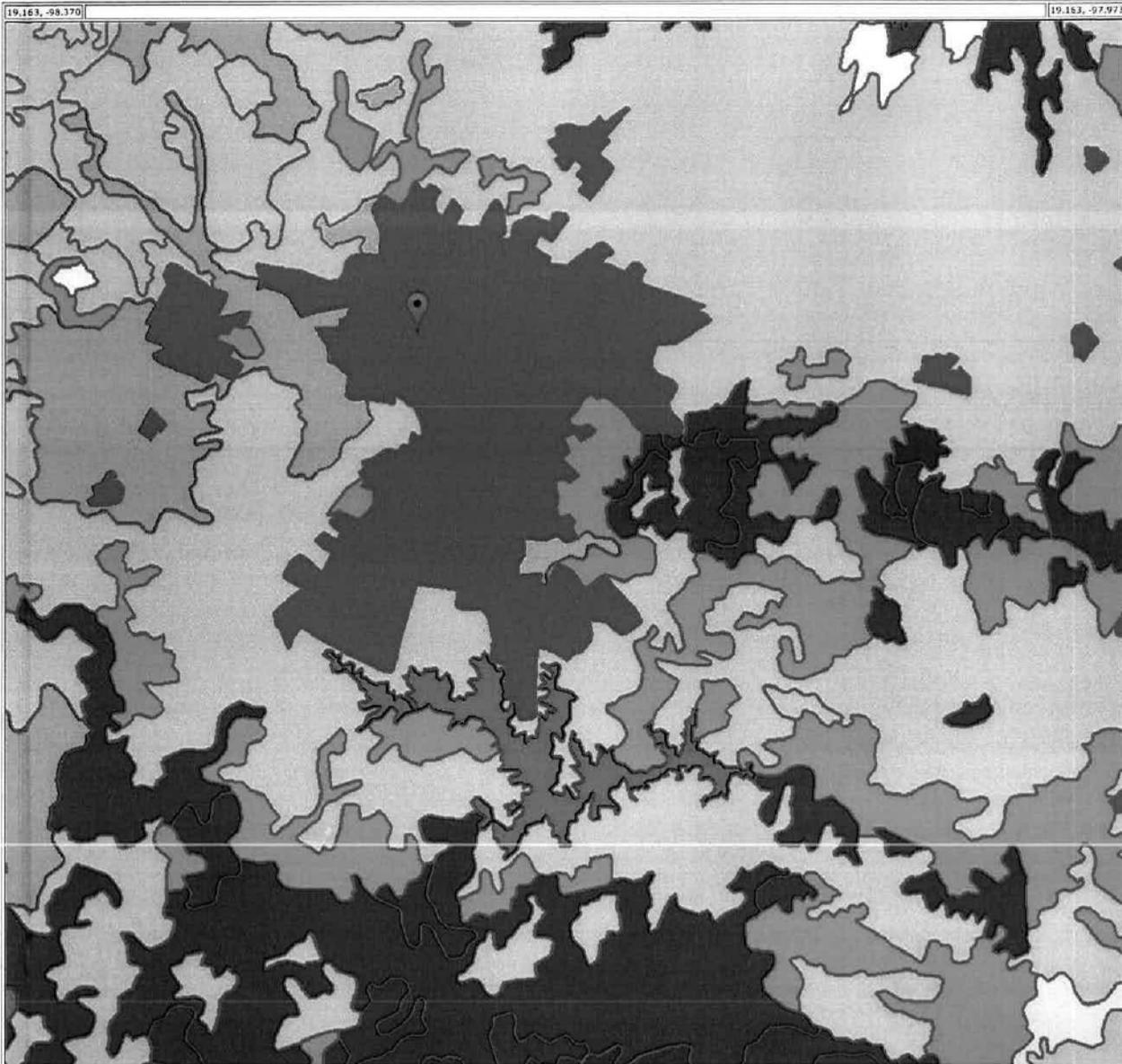
VI.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.

VI.1.1 Planos de localización.

A continuación se presentan los planos del Sistema de Información geográfica de Impacto Ambiental (SIGEIA)







LEYENDA

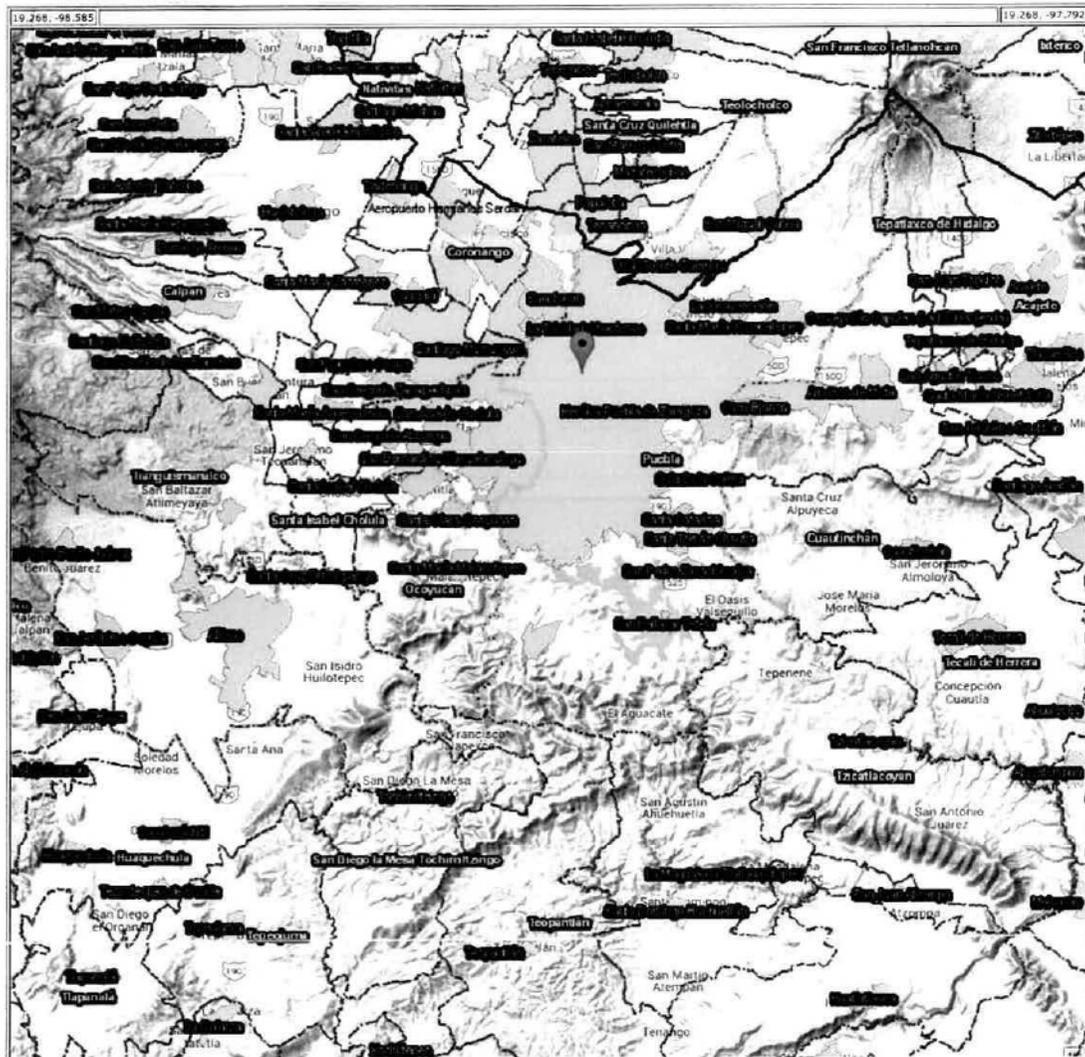
- Usos de suelo y vegetación
- Usos de Suelo y veg. (Ser. V INEGI 2013)
- Usos de Suelo y veg. (Ser. V INEGI 2013)-Etiquetas
- Usos de Suelo y veg. (Ser. IV INEGI 2010)
- Usos de Suelo y veg. (Ser. IV INEGI 2010)-Etiquetas
- Usos de Suelo y veg. (Inv. Nac. Forestal. 2000)
- Usos de Suelo y veg. (Inv. Nac. Forestal. 2000)-Etiquetas

Observaciones:

SEMARNAT

SECRETARÍA DE
MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES

PROYECTO: MIA - PRUEBA



LEYENDA

Mapa Base

- Polígonos urbanos
- Etiopias
- Curvas de nivel (m)
- Corriente perenne
- Corriente intermitente
- Cuepo de agua perenne
- Cuepo de agua intermitente
- Acueducto
- Canal
- Bordo
- Isla
- Otro tipo
- Cuerpo de agua permanente
- Cuerpo de agua intermitente
- Corriente permanente
- Corriente intermitente
- Canales
- Esteros
- Zona sujeta a inundación
- Otros
- Presas
- Autopista Federal
- Carretera Estatal
- Carretera Federal Libre
- Carretera Municipal
- Particular
- Sistema Ferroviario
- Sin dato de tipificación • Km-13.

Población Indígena (PI)

- PI >= a 40% de su Pob. total
 - del 40% de PI y + de 150 indígenas
 - del 40% de PI y - de 150 indígenas
 - Sin registro de presencia indígena
- Clasificación CDI

- + Internacional
- + Nacional
- Pertenece al Programa Cruzada Contra el Hambre?

- Si
- No
- Etiopias
- Entidad Federativa