

Índice

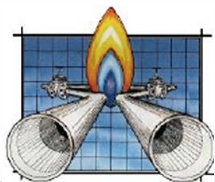
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.	2
I.2 BASES DE DISEÑO.	4
I.2.1 Memoria de Cálculo de Gasoductos.	12
I.3 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.	14
I.3.1 Descripción del Proceso.	14
I.3.2 Condiciones de operación.	20
I.3.3 Hojas de Seguridad.	21

Índice de Tablas

Tabla 1 Condiciones de operación.	3
Tabla 2 Características de la infraestructura de Interconexión.	3
Tabla 3 Condiciones Operativas en la infraestructura del proyecto.	3
Tabla 4 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM-01.	20
Tabla 5 Condiciones de operación en los gasoductos del proyecto	21

Índice de Figuras

Figura 1 Plano General del Proyecto.	2
--------------------------------------	---



I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.

El presente proyecto promovido por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), corresponde a la construcción y operación de una Estación de Regulación y Medición (ERM), un ducto de interconexión en acero al carbón de 6" D.N. (API 5L Grado X70 con costura) con una longitud de 4.32 m.

El objetivo del presente proyecto es el de abastecer de gas natural a un sistema de distribución actualmente construido, por lo que, para tal fin, GNN suministrará el gas natural desde el gasoducto de 8" AC existente hacia el ducto de 6" AC mediante el acondicionamiento del gas natural a través de la construcción y operación de una estación de Regulación y Medición (ERM), tal y como se muestra en la siguiente figura:

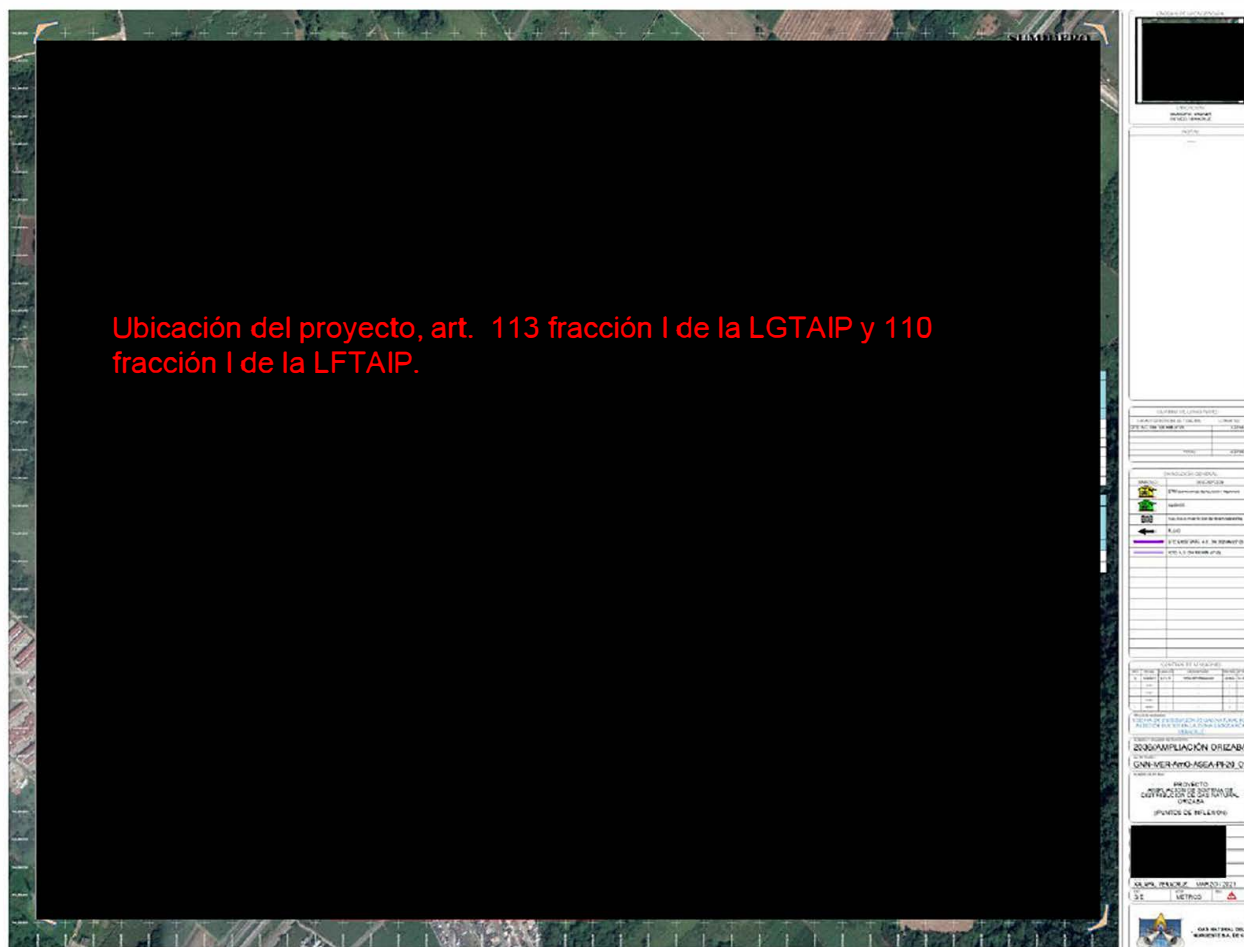
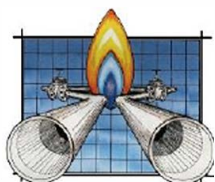


Figura 1 Plano General del Proyecto.

Para mayor detalle, Ver Anexo 1. Planos del Proyecto.

Nombre de la persona física, Art. 116 del primer párrafo de la LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

La interconexión que GNN realizará con el gasoducto existente se llevará en un registro mediante un hot tapping, donde se instalará una válvula de seccionamiento de 6” de operación manual con desfogue a la atmosfera y posteriormente el ducto de 6” AC que suministrará el gas a alta presión a la Estación de Regulación y Medición (ERM-01). Las condiciones de operación se indican a continuación:

Tabla 1 Condiciones de operación.

Diámetro	Longitud (m)	Presión de Diseño (psi (kg/cm ²))	Presión mínima de Operación (psi (kg/cm ²))	Presión máxima de Operación (psi (kg/cm ²))	Temperatura de Diseño (°C)
6”	4.32	500 (35.15)	184.90 (15)	300 (21)	20

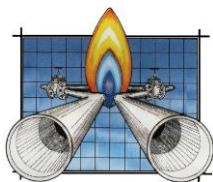
Coordenada del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

Tabla 2 Características de la infraestructura de Interconexión.

Instalación	Origen (km)	Destino (km)	Coordenadas UTM WGS 84 Zona 11		Espesor (pulg)	Diámetro (pulg)	Código de Diseño	Ubicación de Instalación (km)
			E	N				
Válvula de Seccionamiento	—	—	██████	██████	N/A	4”	API 6D	00+000
Gasoducto de 6” AC	00+000 A	00+004.32 A	—	—	0.219”	6”	API 5L Grado X42	Interconexión
ERM-01	—	—	██████	██████	N/A	Variables	ANSI 600	00+004.32

Tabla 3 Condiciones Operativas en la infraestructura del proyecto.

Instalación	Presión de Diseño Psig (kg/cm ²)	Presiones de Trabajo Psig (kg/cm ²)		Temperatura (°C)		
		Min.	Max.	Min.	Normal	Max.
Válvula Troncal electrohidráulica	500 (35.15)	298.69 (21)	284.46 (20)	18	19	20
Gasoducto de 6” AC	500 (35.15)	298.69 (21)	284.46 (20)	18	19	20
ERM-01 (entrada)	500 (35.15)	298.69 (21)	284.46 (20)	18	19	20
ERM-01 (salida)	150 (10.54)	56.89 (4)	71.11 (5)	18	19	20



I.2 BASES DE DISEÑO.

Considerando que las instalaciones para el transporte de Gas Natural están regidas por normas, códigos y estándares; la fase de diseño contempla aspectos necesarios para dar seguridad física al sistema conformado en su totalidad por tubería en Acero Carbón.

El diseño de las tuberías que conforman el sistema de transporte, además de la instrumentación considerada para el control y seguridad de este, se encuentran de acuerdo a lo especificado en el código **ASME B 31.8** - Edición 2007 “Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas por Tuberías”, el cual es un estándar internacional establecido por la industria de los Estados Unidos de América (EUA).

Aunado a lo anterior, el sistema de distribución de Gas Natural está diseñado y será construido con estricto apego a la **NOM-003-ASEA-2016**, principal regulación aplicada en el desarrollo de una red de distribución de hidrocarburos.

Cabe mencionar que, para dar cumplimiento a dicha norma, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. deberá ser auditada por una Unidad de Verificación en Gas Natural, misma que evaluará las condiciones de operación de la red de distribución y estaciones de regulación, para dar cumplimiento a las normas establecidas por la ASEA.

El diseño bajo el cual será construida la red para distribución de Gas Natural; así como las estaciones de regulación de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., involucra los siguientes aspectos:

1. Cargas estáticas a las que esté sometida la tubería.

Se considera la no afectación por cargas externas originadas por suelos inestables, vibraciones mecánicas o sónicas y adición de pesos adicionales a la tubería, como lo son estructuras y edificaciones, principalmente.

2. Cargas dinámicas que afectan a la red.

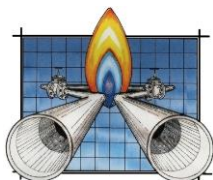
Se consideran a aquellos cruces especiales por donde pasarán los gasoductos, tales como: cruces carreteros y caminos rurales, los cuales no se verán afectados ni tampoco representarán un riesgo para la integridad física del gasoducto.

3. Presión a que están sujetas las tuberías.

El cálculo del espesor necesario para soportar la presión de operación de la red, fue determinado con la fórmula de Barlow, utilizando factores para la clase de localización 4, en el caso de tuberías metálicas.

4. Corrosión.

La tubería que brindará la alimentación de Gas Natural a las Estaciones de Regulación y Medición ubicadas en las instalaciones de los usuarios finales estará cumpliendo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la **NOM-003-ASEA-2016**.



5. Esfuerzos debidos a afectaciones exteriores.

Estos factores están considerados por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., en los procedimientos de diseño utilizados por la empresa en los ductos de la red de distribución.

Además de lo indicado anteriormente, en el diseño de la construcción de la tubería, fueron considerados factores, tales como expansión y contracción térmica de la tubería, vibración, fatiga, cruzamientos y condiciones de cargas especiales, sismos y efectos provocados por los cambios de estación, lluvias, inundaciones y deslaves, principalmente.

Así mismo, los materiales utilizados en este proyecto cumplen con las siguientes especificaciones:

- Tubería de acero bajo la especificación **API 5L**,
- Tubería utilizada dentro de las estaciones: **API 5L ó ASTM A53**,
- Válvulas de bloqueo y de operación: **API 6D** y partes 192 y 193 del **DOT 49**,
- Bridas y conexiones: **ASME B16.6 y B16.9**,
- Tubos de polietileno para la conducción de Gas Natural y Gas L.P: **NMX-E-043-SCFI-2002**.

La tubería metálica de las estaciones de regulación deberá cumplir con los requisitos de la **NOM-003-ASEA-2016**, así mismo concuerda con los estándares **ASME-B 31.8 2007** y **DOT 49 CFR** en su parte 192.

Las instalaciones como casetas de regulación y medición de los asociados estarán debidamente resguardadas de agentes externos, mediante bardas perimetrales y/o cercas metálicas con acceso restringido, permitiendo la entrada sólo al personal de la empresa.

La lista de los códigos y normas que se enlistan a continuación son enunciativas y sólo como referencia, en cada uno se aplicó la última edición.

AGA (American Gas Association)

- AGA Report No 3.1 - 2013 - Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids part 1 general equations and uncertainty guidelines - Third Edition
- AGA Report No 3.2 - 2013 - Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids part 2 Specification and Installation Requirements - Fourth Edition

ACI (American Concrete Institute)

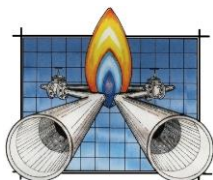
- ACI 318 - 2014 Building Code Requirements for Structural Concrete
- ACI 351 3R-04 - 2011 Foundations for Dynamic Equipment

AISC (American Institute for Steel Construction)

- AISC Steel Construction Manual 14th Ed., third printing 2010

AISI (American Iron and Steel Institute)

- Specification for the Design of Cold Formed Steel Structural Members ANSI-S200-07 - 2013

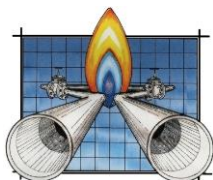


ANSI/AWS (American National Standard Institute/American Welding Society)

- Structural Welding Code D1.1 1998

API (American Petroleum Institute)

- API MPMS 4.1 - 2014 - Proving Systems Section 1 - Introduction
- API MPMS 4.5 - 2011 - Proving Systems Section 5 - Master-Meter Provers
- API MPMS 4.7 - 2009 - Proving Systems Section 7 - Field - Standard Test Measures
- API MPMS 4.8 - 2013 - Proving Systems Section 8 - Operation of Proving Systems
- API MPMS 5.1 - 2011 - General Considerations for Measurement by Meters
- API MPMS 6.1 - 2012 - Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems
- API MPMS 6.6 - 2012 - Pipeline Metering Systems
- API SPEC 5L - 2012 - Specifications for Line Pipe
- API SPEC 6D - 2014 - Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves).
- API SPEC 6FA - 2011 - Specifications for Valve Fire Tests
- API MPMS 14.3 - 2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14, Section 3, "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids" (ANSI/API 2530) 3.
- API RP-50 - 2013 - Natural Gas Processing Plant Practices for Protection of the Environment.
- API RP-500 - 2012 - Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities
- API RP-520 - 2008 - Recommended Practice for the Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries
- API RP-521 - 2014 - Guide for Pressure-relieving and Depressuring systems
- API RP11 PGT "Recommended Practice for Package Combustion Gas Turbines"
- API STD 526 - 2009 - Flanged Steel Safety-Relief Valves
- API STD 527 - 2014 - Commercial Seat Tightness of Safety Relief Valves with Metal-to-Metal Seats
- API RP 574 - 2009 - Inspection of Piping, Tubing, Valves, and Fittings
- API RP 1113 - 2007 - Developing a Pipeline Supervisory Control Center
- API RP 1165 - 2007 - Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays
- API RP 1167 - 2010 - Pipeline SCADA Alarm Management
- API STD.1164 - 2009 - Pipeline SCADA Security
- API STD. 607 - 2010 - Fire Test for Soft Seated Quarter-turn Valves.
- API STD. 598 - 2009 - Valve Inspection and Test
- API STD. 614 - 2008 - Lubrication, Shaft-Sealing & Control-Oil Systems for Special Purpose Applications
- API STD 616 - 2011 - Gas Turbines for Refinery Service
- API STD 617 - 2014 - Centrifugal Compressors for General Refinery Service
- API STD 620 - 2013 - Design, Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks
- API STD 661 - 2013 - Air-Cooled Heat Exchanger for Refinery Service
- API STD 1104 - 2013 -Welding of Pipelines and Related Facilities
- API STD.2000 - 2014 - Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks



- API STD.2530 - 2009 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, Orifice Metering Of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids

ASCE/SEI 7-05 American Society of Civil Engineer

ASME (American Society of Mechanical Engineers)

- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section I – Power Boilers - 2013
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII – Pressure Vessels - 2013
- ASME B1.20 – 2006 - Pipe Threads, General Purpose (Inch)
- ASME B16.5 – 2013 - Pipe Flanges and Flanged Fittings
- ASME B16.34 – 2013 - Valves Flanged, Threaded and Welding End
- ASME B16.36 – 2009 - Orifice Flanges
- ASME B16.9 – 2012 Factory-Made Wrought Butt-welding Fittings
- ASME B16.47 – 2011 Large Diameter Steel Flanges
- ASME B16.20 – 2012 Metallic Gaskets for Pipe Flanges: Ring-Joint, Spiral-Wound, and Jacketed
- ASME B31.1 – 2012 - Code for Pressure Piping, Power Piping
- ASME B31.3 – 2012 - Code for Pressure Piping, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- ASME/ANSI B31.8 - 2012 - Gas transmission and distribution systems

ASTM (American Society for Testing and Materials)

- ASTM E230 – 2012 - Standard Temperature EMF (Electromotive Force) Tables for Standardized Thermocouples
- ASTM A-36 - 2014
- ASTM A-992 - 2011

CFR (Code of Federal Regulations)

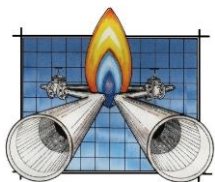
- 29 CFR1910.94 Part 1910 OSHA (Occupational Safety and Health) – 2002
- 49 CFR Part 192 Transportation of Natural and other Gas by Pipeline - 2011

FCI (Fluid Controls Institute, Inc.)

- FCI 70-2 American National Standard for Control Valve Seat Leakage (formerly ANSI B16.104) - 2006
- FCI 84-1 - Metric Definition of the Valve Flow Coefficient C(v) - 2013

FM (Factory Mutual)

- IEC (International Electrotechnical Commission)
- IEC 61131-1 – 2003 - Programmable controllers part 1: general information.
- IEC 61131-2 - 2007 - Programmable controllers part 2: equipment requirements and test.
- IEC 61131-3 – 2013 - Programmable controllers part 3: programming languages.
- IEC 61131-4 – 2004 - Programmable controllers part 4: user guidelines.
- IEC 801-1 – 1984 - General introduction
- IEC 801-2 – 1991 - Electrostatic discharge requirements.



- IEC 801-3 – 1984 - Radiated electromagnetic field requirements.
- IEC 801-4 – 1988 - Electrical fast transient/burst requirements.
- IEC-62040-1-1 - 2004 - Uninterruptible Power Systems. General and safety requirements for UPS used in operator access area.
- IEC 61508-1 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 1: General requirements.
- IEC 61508-2 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety related systems.
- IEC 61508-3 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 3: Software Requirements.
- IEC 61508-4 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 4: Definitions and abbreviations
- IEC 61508-5 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels.
- IEC 61508-6 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 6: Guidelines on the application of parts 2 and 3.
- IEC 61508-7 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/ programmable electronic safety related systems Part 7: Overview of techniques and measures.
- IEC 61511-1 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 1 Framework, definitions, system, hardware and software requirements.
- IEC 61511-2 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 2 Guidelines for the application of IEC-61511-1.
- IEC 61511-3 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 3 Guidance for the determination of the required safety integrity levels.

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

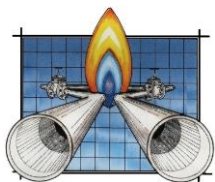
- IEEE 1379 – 2000 - Recommended Practice for Data Communications between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation
- IEEE 37.1 – 2007 - Standard for SCADA and Automation Systems
- IEEE-80-2000 -Guide for Safety in AC Substation Grounding"
- IEEE 802.3 -2012 Series. Local Area Network Ethernet Standard, including the Gigabit Ethernet Standard

IESS (Intelsat Earth Station Standards)

- Antenna and RF Equipment, Characteristics 207 Standards A, B, F & H (2005) 208 Standards C, E & K (2006)
- Generic Earth Station Standards, Generic Earth Station Standards 601 Standard G (2005)

ISA (Instrument Society of America)

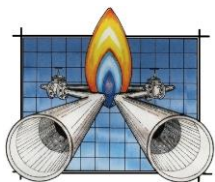
- ISA MC96.1 – 1982 - Temperature Measurement Thermocouples (ANSI MC96.1)
- ISA S5.1 – 2009 - Instrument Symbols and Identification
- ISA S5.2 – 1992 - Binary Logic Diagrams for Process Operations



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

- ISA S5.3 – 1983 - Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems
- ISA S5.4 – 1991 - Instrument Loop Diagrams
- ISA RP12.1 – 2009 - Electrical Instruments in Hazardous Atmospheres
- ISA RP12.4 – 1994 - Instrument Purging for Reduction of Hazardous Area Classification
- ISA RP12.6 – 1995 - Installation of Intrinsically Safe Instrument Systems in Class I Hazardous Location.
- ISA RP12.12 – 1999 - Electrical Equipment for Use in Class I, Division 2, Hazardous (Classified) Locations
- ISA RP16.1, 2,3 – 1959 - Terminology, Dimensions, and Safety Practices for Indicating Variable Area Meters (Rotameters, Glass Tube, Metal Tube, Extension Type Glass Tube).
- ISA RP16.4 – 1960 - Nomenclature and Terminology for Extension Type Variable Area Meters (Rotameters)
- ISA RP16.5 – 1961 - Installation, Operation, Maintenance Instructions for Glass Tube Variable Area Meters (Rotameters).
- ISA S18.1 - 2004 - Annunciator Sequences and Specifications
- ISA S20 – 1981 - Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves.
- ISA RP31.1 – 1977 - Specification, Installation, and Calibration of Turbine Flow meters.
- ISA RP42.1 – 1992 - Nomenclature for Instrument Tube Fittings
- ISA RP50.1 – 2002 - Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Process Instruments
- ISA S51.1 - 1993 - Process Instrument Terminology 21. ISA RP60.3 Human Engineering for Control Centers
- ISA RP60.6 - 1984 - Nameplates, Labels and Tags for Control Centers
- ISA RP60.8 - 1978 - Electrical Guide for Control Centers
- ISA RP60.9 - 1981 - Piping Guide for Control Centers
- ISA RP71.01 - 1985 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems; Temperature and Humidity
- ISA RP71.04 - 1985 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems, Airborne Contaminants
- ISA RP74.01 - 1984 - Application and Installation of Continuous-Belt Weighbridge Scales.
- ISA S75.01 – 2002 - Flow Equations for Sizing Control Valves
- ISA S75.03 – 1992 - Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies
- ISA S75.04 – 1995 - Face-to-Face Dimensions for Flangeless Control Valves
- ISA RP75.05 – 2005 - Control Valve Terminology
- ISA RP75.06 – 1981 - Control Valve Manifold Designs
- ISA S75.08 – 2007 - Installed Face-to-Face Dimensions for Flanged Clamp or Pinch Valves
- ISA S75.12 – 1993 - Face-to-Face Dimensions for Socket Weld-End and Screwed-End Globe-Style Control Valves (ANSI classes 150, 300, 600, 900, 1500 and 2500)
- ISA S75.14 – 1993 - Face-to-Face Dimensions for Butt Weld-End Globe-Style Control Valves



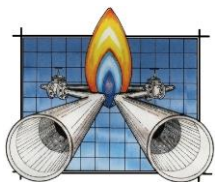
- ISA S75.15 – 1994 - Face-to-Face Dimensions for Butt Weld-End Globe-Style Control Valves (ANSI classes 150, 300, 600, 900, 1500 and 2500)
- ISA S75.16 – 1994 - Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI classes 900, 1500 and 2500)
- ISA RP75.17 – 1989 - Control Valve Aerodynamic Noise Prediction
- ISA RP75.19 – 2007 - Hydrostatic Testing of Control Valves
- ISA RP75.21 – 1996 - Process Data Presentation for Control Valves
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements.
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 2 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 2: Guidelines for the Application of ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) – Informative
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 3 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 3: Guidance for the Determination of the Required Safety Integrity Levels – Informative
- ISA TR84.00.02 PART 1 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 1: Introduction
- ISA TR84.00.02 PART 2 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 2: Determining the SIL of a SIF via Simplified Equations
- ISA TR84.00.02 PART 3 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 3: Determining the SIL of a SIF via Fault Tree Analysis
- ISA TR84.00.02 PART 4 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 4: Determining the SIL of a SIF via Markov Analysis
- ISA TR84.00.02 PART 5 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 5: Determining the PFD of SIS Logic Solvers via Markov Analysis
- ISA TR84.00.03 – 2002 - Guidance for Testing of Process Sector Safety Instrumented Functions (SIF) Implemented as or within Safety Instrumented Systems (SIS)
- ISA TR84.00.04 PART 1 – 2005 - Guidelines for the Implementation of ANSI/ISA-84.00.01-2004
- ISA TR84.00.04 PART 2 – 2005 - Example Implementation of ANSI/ISA-84.00.01-2004
- ISA TR84.00.07 – 2010 - Guidance on the Evaluation of Fire, Combustible Gas and Toxic Gas System Effectiveness

ITU (Unión Internacional de Telecomunicaciones)

- K.27 ITU-T – 1996. Recommendation. Bonding Configurations and Earthing Inside a Telecommunication Building
- P.530-7 ITU-R – 1997. Recommendation. Propagation data and prediction methods required for the design of terrestrial line-of-sight systems

NACE (National Association of Corrosion Engineers)

- NACE SP0169-2013 (formerly RP0169) Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.



NESC (National Electrical Safety Code)

- ANSI/EIA/TIA-606 Administración de Infraestructura de Telecomunicaciones en edificios comerciales - 1993
- J-STD-607-A Estándar de requerimientos de tierra y conexión a tierra en edificios comerciales para Telecomunicaciones
- ISO/IEC 11801 Cableado genérico para áreas de clientes – 2002.
- ANSI/EIA/TIA-568C Estándar para Cableado de Telecomunicaciones en edificios comerciales - 2014.
- ANSI/EIA/TIA-569C Estándar para espacios y canalizaciones de cableado de Telecomunicaciones en edificios comerciales – 2012.

NFPA (National Fire Protection Association)

- NFPA 68 – 2013 - Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting
- NFPA 69 – 2014 - Standard on Explosion Prevention Systems
- NFPA 72 – 2013 - National Fire Alarm and Signaling Code
- ANSI/NFPA 75 – 2013 - Standard for the Protection of Electronic Computer Data Processing Equipment
- NFPA 79 – 2011 - Electrical Standard for Industrial Machinery
- ANSI/NFPA 70 – 2014 - National Electric Code (NEC)
- NFPA 780 – 2014 Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.
- NFPA 496 – 2013 - Purged Enclosures for Electrical Equipment

NMX (Normas Mexicanas)

- NMX-I-108-NYCE-2006 Telecomunicaciones – Cableado – cableado Estructurado – puesta A tierra en sistemas de Telecomunicaciones.
- NMX-I-248-NYCE- 2008 Cableado estructurado genérico - Cableado de telecomunicaciones para edificios comerciales - Especificaciones y métodos de prueba.
- NMX-I-279-NYCE-2009 Cableado – cableado Estructurado – Canalización y espacios Para cableados de Telecomunicaciones en Edificios comerciales.

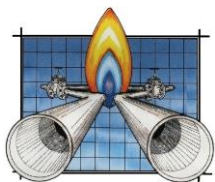
NTS Normas Técnicas Complementarias del Distrito Federal Ed. 2004 (sismo, viento, construcción de cimentaciones, criterios y acciones, estructuras metálicas, concreto y mampostería), y Normas Técnicas Complementarias Diseño y Ejecución Instalaciones Hidráulicas.

SATMEX (Satélites Mexicanos)

- Estándares para la operación de servicios de comunicación vía satélite versión 1.0

TIA/EIA (Telecommunications Industry Association/ Electronic Industries Alliance)

- ANSI/TIA/EIA - 568-B - 2001. Commercial Building Telecommunications Cabling Standard
- ANSI/TIA/EIA – 607 – 1995. Commercial Building Grounding and Bonding Requirements for Telecommunications
- ANSI/TIA/EIA-222-G – 2006. Structural Standards for Steel Antenna Towers and Antenna Supporting Structures



UL (Underwriters Laboratories)

ISO International Building Code

- ISO 3977-9 – 1999 Part 9 Gas Turbines – Procurement – Reliability, availability, maintainability and safety.

En el **Anexo 2**, se incluye la ingeniería de las instalaciones que conforman el SDGN.

I.2.1 Memoria de Cálculo de Gasoductos.

El diseño de la tubería que conforma el sistema de distribución se sujeta a los requerimientos dispuestos en la **NOM-003-ASEA-2016: Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos**, según el material a emplear:

- Tubería de acero al carbon

Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de Gas deben satisfacer lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana, así como los requerimientos mínimos de fabricación establecidos en las Normas Mexicanas vigentes; o en ausencia de estas, los estándares internacionales aplicables, de acuerdo al tipo y características del tubo de acero que requiera el Sistema de distribución.

El espesor mínimo de la tubería se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente, la cual es equivalente a la fórmula del código ASME B31.8.

$$t = P \times D2 \times S \times F \times E \times T$$

Dónde:

t = Espesor de pared de la tubería en milímetros.

P = Presión manométrica de diseño en kPa.

D = Diámetro exterior de la tubería en milímetros

S = Resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa

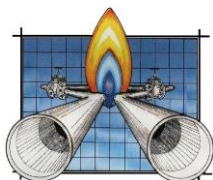
F = Factor de diseño por densidad de población,

E = Factor de eficiencia de la junta longitudinal de la Tubería,

T = Factor de corrección por temperatura de Gas,

Para tubería de acero al carbón API 5L Gr. X42 con costura, el valor de la resistencia mínima de cedencia (RMC) es $S = 289,579.806 \text{ kPa}$ (42,000 psi).

Considerando la presión de diseño de $P = 3,447.38 \text{ kPa}$ (500.00 psi) se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 6" Ø AC API 5L Gr. X42, cuyo diámetro exterior es $D = 168.3 \text{ mm}$ (6.625").



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

Steel Pipe Design Formula...

Calculation Method: ANSI/ASME B31.8.841.11 - 2007

Pipe Data...

Outside Diameter: 65.219 mm i SMYS: 42000 Psi

Wall Thickness: 2.504 mm Pressure: 500 Psi

Design Factors...

Class Location: Class 4 Value...

Location Exceptions: Pipelines, mains, and service lines 0.400

Longitudinal Joint: API 5L - Electric Resistance Welded 1.000

Operating Temperature: 250 F (121 C) or less 1.000

Overall Design Factor: 0.400

Calculate Clear Help Notes

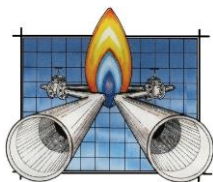
Cancel Open Save Print Close

De acuerdo con el cálculo por software una tubería de **6" de Ø** bajo las condiciones de diseño definidas requiere un espesor mínimo de **2.504 mm (0.099")**.

Al espesor calculado se adiciona un **30 % (0.751 mm)** como preventivo para corrosión y un **15 % (0.376 mm)** por posibles fallas durante la construcción, quedando un espesor mínimo requerido de:

3.631mm (0.143")

Queda comprobado que la tubería de **6" Ø AC API 5L Gr. X42** seleccionada para la Red de Distribución cumple satisfactoriamente con la normativa al tener un espesor nominal de **5.563 mm (0.219")**.



I.3 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

I.3.1 Descripción del Proceso.

El proceso consiste en la recepción de gas natural desde el ducto de 8" AC existente, el cual será acondicionado en la ERM-01 para posteriormente ser suministrado al cliente.

Los componentes del Proyecto son los siguientes:

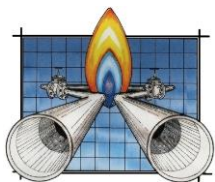
- Registro de Interconexión con el gasoducto de 8" en el km 00+000.
- Gasoducto de 6" D.N. de 4.32 m de longitud desde el punto de interconexión hasta la entrada de la ERM.
- Estación de Regulación y Medición (ERM-01).
- Una Válvula de Seccionamiento Troncal.

A) Estación de Regulación y Medición (ERM-01 Tipo 1).

Inicia en posición horizontal con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 en el cual se suelda al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 3" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos TEE 1, en la que por el extremo central se deriva hacia el inicio del Tren de Filtración N° 2, que será detallado más adelante. Continuando con el extremo lateral restante de TEE 1, se encuentra el Tren de Regulación N° 1 que se describe a continuación.

Una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 es soldado al extremo lateral restante de TEE 1, a la cual es conectada una válvula de esfera de 3" de Ø bridada RF en ANSI 300, al lado opuesto del válvula se conecta un filtro Coalescente marca FILTER FAB de 3" de Ø en ANSI 300 modelo C3-740 bridado tipo RF, a la salida del filtro siguiendo el flujo del gas, está conectada una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, la cual es soldada al extremo de un codo soldable de acero al carbón de 90° x 3" de Ø cedula 40 cambiando a una dirección de 90° en posición vertical la dirección del flujo, en el extremo opuesto a este elemento, se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 3" de Ø cedula 40, el cual es soldado al extremo de un codo soldable de acero al carbón de 90° x 3" de Ø cedula 40 cambiando a una dirección de 90° en posición horizontal la dirección del flujo, en la salida del codo se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 3" de Ø bridada tipo RF en ANSI 300, al lado opuesto de esta válvula, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, siendo esta a su vez, soldada al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 3" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 2, en la que por el extremo central se deriva hacia el final del Tren de Filtración N° 2 e inicio del Tren de Regulación N° 2. En el extremo lateral restante de TEE 2 se da comienzo al Tren de Regulación N° 1 que se detalla a continuación.

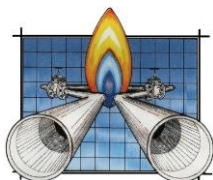
Una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 es soldado al extremo lateral restante de TEE 2, la cual es conectada a una válvula de esfera de 3" de Ø bridada tipo RF en ANSI 300, al lado opuesto de esta válvula se conecta una brida de cuello soldable de acero



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 a la cual se suelda por el diámetro mayor una reducción soldable de Acero al carbón de 3" x 2" de Ø cedula 40, mientras que por diámetro menor, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, la que a su vez es conectada al Regulador N° 1 marca Mooney Modelo SG-30-50 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con controlador de corte automático (Slam shut), seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, a la cual se suelda por el diámetro menor una reducción soldable de Acero al carbón de 4" x 2" de Ø cedula 40, seguido de un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø cedula 40 soldado al diámetro mayor de la última reducción descrita, sobre el carrete de tubería, se localizan 3 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 1. El segundo injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el tercer injerto se encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de esfera roscada de 1/4 de vuelta de 1/2" de Ø, que se usara para desfogue. Continuando con el ultimo carrete de tubería descrito, se suelda por el diámetro mayor de una reducción soldable de Acero al carbón de 4" x 2" de Ø cedula 40, mientras que del diámetro menor, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 la que a su vez es conectada al Regulador N° 2 Marca Mooney Modelo FG-30-50 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, a la cual se suelda por el diámetro menor una reducción soldable de Acero al carbón de 6" x 2" de Ø cedula 40, seguido de un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 soldado al diámetro mayor de la última reducción descrita, sobre el carrete de tubería, se localizan 5 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 2, el segundo injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 1, el tercer injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el controlador del Regulador N° 1, el cuarto injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de 1/2" de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el quinto injerto se encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de 1/2" Ø cedula 40 conectado a una válvula de



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

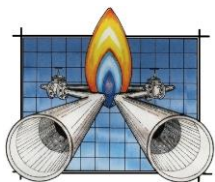
I

esfera roscada de $\frac{1}{4}$ de vuelta de $\frac{1}{2}$ " de $\varnothing$, que se usara para desfogue. Continuando con el último carrete de tubería descrita, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de $\varnothing$ bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 150 Cedula 40, siendo esta a su vez, soldada al extremo central de una tee soldable de acero al carbón de 6" de $\varnothing$ cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 3, en la que por el extremo lateral se deriva hacia el final del Tren de Regulación N° 2, en el extremo lateral restante de TEE 3 se suelda un tapón soldable de acero al carbón de 6" de $\varnothing$, dando fin al Tren de Regulación N° 1.

De forma paralela al Tren de Regulación N° 1 se encuentra el Tren de Regulación N° 2 que comienza desde el extremo central de TEE 1, a este se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ cedula 40, en el cual se localiza un injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de $\frac{1}{2}$ " de $\varnothing$, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, continuando con el último carrete de tubería descrito, se suelda al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 4. En extremo lateral restante de TEE 4, se suelda un tapón soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$, y por el extremo central se deriva hacia el inicio del Tren de Filtración N° 2 que se describe a continuación.

Una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 es soldado al extremo central de TEE 4, la cual es conectada a una válvula de esfera de 3" de $\varnothing$ bridada tipo RF en ANSI 300, al lado opuesto de esta válvula, se conecta un filtro Coalescedor Marca FILTER FAB de 3" de $\varnothing$ en ANSI 300 modelo C3-740F bridado tipo RF, a la salida del filtro siguiendo el flujo del gas, está conectada una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, la cual es soldada al extremo de un codo soldable de acero al carbón de 90° x 3" de $\varnothing$ cedula 40 cambiando a una dirección de 90° en posición vertical la dirección del flujo, en el extremo opuesto a este elemento, se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ cedula 40, el cual es soldado al extremo de un codo soldable de acero al carbón de 90° x 3" de $\varnothing$ cedula 40 cambiando a una dirección de 90° en posición horizontal la dirección del flujo, en la salida del codo se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 3" de $\varnothing$ bridada tipo RF en ANSI 300, al lado opuesto de esta válvula, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, siendo esta a su vez, soldada al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 5, en la que por el extremo central se deriva hacia el final del Tren de Filtración N° 1 e inicio del Tren de Regulación N° 1.

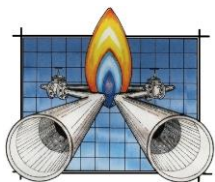
Por los extremos centrales de TEE 2 y TEE 5 se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 3" de $\varnothing$ cedula 40, en el cual se localiza un injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " $\varnothing$ cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de $\frac{1}{2}$ " de $\varnothing$, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo. En el extremo lateral restante de TEE 5 se da comienzo al Tren de Regulación N° 2 que se detalla a continuación.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

Una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 es soldado al extremo lateral restante de TEE 5, la cual es conectada a una válvula de esfera de 3" de Ø bridada tipo RF en ANSI 300, al lado opuesto de esta válvula, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 a la cual se suelda por el diámetro mayor una reducción soldable de Acero al carbón de 3" x 2" de Ø cedula 40, mientras que por el diámetro menor, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, la que a su vez es conectada al Regulador N° 3 Marca Mooney Modelo SG-30-50 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con controlador de corte automático (Slam shut), seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, a la cual se suelda por el diámetro menor una reducción soldable de Acero al carbón de 4" x 2" de Ø cedula 40, seguido de un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø cedula 40 soldado al diámetro mayor de la última reducción descrita, sobre el carrete de tubería, se localizan 3 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 3. El segundo injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el tercer injerto se encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de esfera roscada de ¼ de vuelta de ½" de Ø, que se usara para desfogue. Continuando con el ultimo carrete de tubería descrito, se suelda por el diámetro mayor una reducción soldable de Acero al carbón de 4" x 2" de Ø cedula 40, mientras que del diámetro menor, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40 la que a su vez es conectada al Regulador N° 4 Marca Mooney Modelo FG-30-50 de 3" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 3" de Ø tipo RF en ANSI 300 Cedula 40, a la cual se suelda por el diámetro menor una reducción soldable de Acero al carbón de 6" x 2" de Ø cedula 40, seguido de un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 soldado al diámetro mayor de la última reducción descrita, sobre el carrete de tubería, se localizan 5 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 4, el segundo injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 3, el tercer injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado como toma de señal de presión para el controlador del Regulador N° 3, el cuarto injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el quinto injerto se



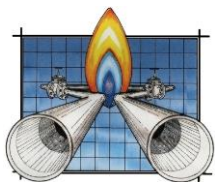
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 40 conectado a una válvula de esfera roscada de $\frac{1}{4}$ de vuelta de $\frac{1}{2}$ " de Ø, que se usara para desfogue. Continuando con el último carrete de tubería descrita, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40, siendo esta a su vez, soldada al extremo central de una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 6, en la que por el extremo lateral mediante un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 se suelda al extremo central de TEE 5, en el extremo lateral restante de TEE 6 se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40, por el otro extremo de este carrete se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 dando fin al Tren de Regulación N° 2 y en donde comienza el Tren Medición y Desfogue que se detalla a continuación.

El Tren de Medición comienza con el empate del último elemento descrito mediante dos bridas de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 a la cual se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40, el extremo contrario se suelda a el extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 7, en el extremo central se deriva hacia el ByPASS que se describirá más adelante, mientras tanto, en el extremo lateral restante de TEE 7, se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 en su extremo contrario se suelda el extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 8, en el extremo lateral restante se suelda un tapón soldable de acero al carbón de 6" de Ø y en el extremo central se deriva hacia el Tren de Medición, que se describe a continuación.

Una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 es soldado al extremo central de TEE 8, la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150, al lado opuesto de la válvula antes mencionada se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 a la cual se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40, el extremo contrario se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 el cual conecta al Medidor tipo Turbina de 6" de Ø bridado tipo RF en ANSI 150, posterior se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es soldada a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40, sobre él se localizan 3 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de $\frac{1}{2}$ " de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el segundo injerto compuesto por cople roscado de acero al carbón de $\frac{3}{4}$ " Ø cedula 80, el cual es usado para la instalación de un Termopozo, el tercer injerto se encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de $\frac{1}{2}$ " Ø cedula 40 conectado a una válvula de esfera roscada de $\frac{1}{4}$ de vuelta de $\frac{1}{2}$ " de Ø, que se usara para desfogue. Continuando con el último carrete de tubería descrito, se suelda una brida de cuello



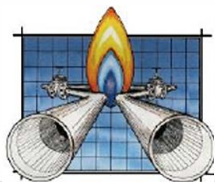
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

I

soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40, siendo esta a su vez soldado a un codo soldable de acero al carbón de 90° x 6 que en su lado opuesto se soldara al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 9, por el extremo central se suelda una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombraremos como TEE 10 que por el extremo central deriva hacia el desfogue en posición vertical y por el extremo lateral restante deriva hacia la salida de la estación, estos elementos serán descritos más adelante, retomando la TEE 9, en su extremo central se deriva hacia el ByPASS, que se detalla a continuación.

Por el extremo central de TEE 7 se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 que por el extremo contrario, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF la cual empata con una brida SO de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF la cual se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø que por el extremo contrario, se suelda de igual forma una brida SO de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF . la cual se conecta a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es soldada a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40, sobre él se localizan 3 injertos, que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; el primero injerto compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½" de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, el segundo injerto compuesto por cople roscado de acero al carbón de ¾" Ø cedula 80, el cual es usado para la instalación de un Termopozo, el tercer injerto se encuentra a 90° en posición horizontal con respecto a los injertos antes mencionados y está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½" Ø cedula 40 conectado a una válvula de esfera roscada de ¼ de vuelta de ½" de Ø, que se usara para desfogue. Continuando con el último carrete de tubería descrito, se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada a una válvula de esfera de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40, siendo esta a su vez soldado a un codo soldable de acero al carbón de 90° x 6 que en su lado opuesto se soldara al extremo lateral de una tee soldable de acero al carbón de 6" de Ø cedula 40 a la cual nombramos anteriormente como TEE 9, dando por culminado el Tren de Medición y el ByPASS.

El desfogue de la estación está compuesto por los siguientes elemento, retomando TEE 10, en su extremo central se suelda por su diámetro mayor una reducción soldable de Acero al carbón de 6" x 4" de Ø cedula 40, una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 se suelda del diámetro menor de la reducción previamente descrita, para ser conectado a una válvula de esfera de 4" de Ø bridada tipo RF en ANSI 150 al lado contrario, se conecta una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual se suelda un



carrete de tubería de acero al carbón de 4” de Ø cedula 40, sobre este elemento se localiza un injerto el cual está compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½” Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½” Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½” de Ø, es usado como toma de señal de presión para el piloto del Regulador N° 5, continuando con el ultimo carrete descrito, en el extremo opuesto se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4” de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 la cual es conectada al Regulador N° 5 Marca Mooney Modelo FG-39 de 4” de Ø bridado tipo RF en ANSI 150, seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4” de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 a la cual se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 4” de Ø cedula 40, el cual se suelda al extremo de un codo soldable de acero al carbón de 45° x 4” de Ø cedula 40 para culminar con un carrete de tubería de acero al carbón de 4” de Ø cedula 40 y por medio de este liberar la presión excesiva del sistema a la atmosfera.

Continuando con TEE 10, en el extremo lateral restante se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 6” de Ø cedula 40, el cual contiene un injerto , que siguiendo el sentido del flujo, tienen el siguiente propósito; compuesto por un cople roscado de acero al carbón de ½” Ø cedula 80, seguido de un niple roscado de acero al carbón de ½” Ø cedula 40 conectado a una válvula de aguja roscada de acero inoxidable de ½” de Ø, es usado para toma de presión con la ayuda de un manómetro testigo, , continuando con el ultimo carrete descrito, en el extremo opuesto se suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6” de Ø tipo RF en ANSI 150 Cedula 40 misma que da a la salida al flujo de gas natural.

Para mayor detalle **Ver Anexo 2.**

I.3.2 Condiciones de operación.

Las condiciones de operación del proyecto se indican a continuación:

Tabla 4 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM-01.

ERM-01	SCMD ¹	MMSCFD ²	SCMH ³	SCFH ⁴
Consumo mínimo inicial	128 184	4.53	5 341	188 616

- ✓ Presión máxima de entrada= 298.69 psi (21 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 284.46 psig (20 kg/cm²)
- ✓ Presión de diseño= 500 (35.15 kg/cm²)
- ✓ Presión de operación mínima a la salida= 56.89 psig (4 kg/cm²)
- ✓ Presión de operación máxima a la salida= 71.11 psig (5 kg/cm²)

¹ Metros Cúbicos Estándar por Día.

² Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día.

³ Metros Cúbicos Estándar por Hora.

⁴ Pies Cúbicos por Hora.

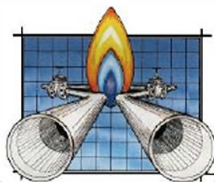


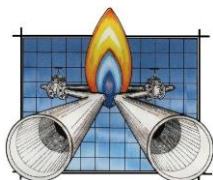
Tabla 5 Condiciones de operación en los gasoductos del proyecto

Diámetro	Longitud (m)	Presión de Diseño (psi (kg/cm ²))	Presión mínima de Operación (psi (kg/cm ²))	Presión máxima de Operación (psi (kg/cm ²))	Temperatura de Diseño (°C)
6"	4.32	500 (35.15)	284. 46 (20)	298.69 (21)	20

I.3.3 Hojas de Seguridad.

La sustancia principal que se manejará en el proyecto es el Gas Natural, por lo que a continuación se describen sus principales características físicas y químicas. **Ver Anexo 3. HDS Gas Natural.**

- ✓ **Nombre:** Gas Natural - Gas Metano.
- ✓ **Cantidad de Reporte:** 500 kg. (Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas).
- ✓ **Familia química:** Hidrocarburo parafínico.
- ✓ **Peso molecular:** 18.2.
- ✓ **No. CAS (Chemical Abstract Service):** 8006-14-2.
- ✓ **No. ONU:** 1971.
- ✓ **Estado físico, color y olor:** Gas incoloro, inodoro e insípido.
- ✓ **Punto de fusión (760 mm Hg):** - 182 °C.
- ✓ **Punto de ebullición (760 mm Hg):** - 160 °C.
- ✓ **Temperatura crítica:** - 82,50°C.
- ✓ **Densidad del vapor (760 mm Hg):** 0,61.
- ✓ **Densidad específica (aire= 1):** 0,68.
- ✓ **Temperatura de auto ignición:** Entre 5 370 y 6 510°C.
- ✓ **Volumen crítico:** 0,098 m³/kg/mol.
- ✓ **Solubilidad en agua:** 0.4 – 20 microgramos/100 cm³.
- ✓ **Límite inferior de explosividad:** 15% Metano + 85% Aire.
- ✓ **Límite superior de explosividad:** 5% Metano + 95% Aire.
- ✓ **Valor Umbral Límite 15 min. (TLV 15):** No establecida por OSHA. Asfixiante simple.
- ✓ **Valor Umbral Límite 8 min. (TLV 8):** No establecida por OSHA. Asfixiante simple.
- ✓ **IDLH:** 5000 ppm (correspondiente al Metano).



Índice

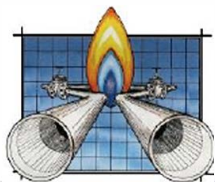
II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	2
II.1 COLINDANCIAS DEL PROYECTO.	2
II.1.1 Localización del Proyecto.	2
II.1.2 Descripción del entorno en un radio de 500 m.	3
II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.....	5
II.2.1 Clima.....	5
II.2.2 Geomorfología.	9
II.2.3 Geología.	13
II.2.4 Edafología.....	13
II.2.5 Hidrología.....	15
II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.	18
II.2.7 Regiones Prioritarias.	19
II.2.8 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).	22

Índice de Tablas

Tabla 1 Coordenadas de instalaciones superficiales.	2
Tabla 2 Coordenadas de los puntos de inflexión.	2
Tabla 3 Principales zonas colindantes del Proyecto.	3
Tabla 4 Normales Climatológicas de la Estación 30072 Ixhuatlán del Café.	8

Índice de Figuras

Figura 1 Colindancias del Proyecto.	4
Figura 2 Tipo de Clima en el SA.....	5
Figura 3 Valores de precipitación existentes en el SA.	6
Figura 4 Valores de temperatura existentes en el SA.	7
Figura 5 Localización del proyecto en la Provincia Fisiográfica.	9
Figura 6 Localización del proyecto en la Subprovincia Fisiográfica.....	10
Figura 7 Sistemas de Topoformas en el SA.	12
Figura 8 Geología presente en el SA.	13
Figura 9 Edafología presente en el SA.	14
Figura 10 Incidencia del proyecto en la Región Hidrológica.....	15
Figura 11 Incidencia del proyecto en la Cuenca Hidrológica.....	16
Figura 12 Incidencia del proyecto en la subcuenca Hidrológica.	17
Figura 13 Uso de Suelo y Vegetación Serie VI del INEGI.....	18
Figura 14 Incidencia del SA en la RTP.	19
Figura 15 Incidencia del SA en la RHP.....	20
Figura 16 Incidencia del SA en la AICA.....	21
Figura 17 Incidencia del SA en una ANP.....	23



II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

Coordenada del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

II.1 COLINDANCIAS DEL PROYECTO.

II.1.1 Localización del Proyecto.

El proyecto se localiza en el municipio de Jocotepec, Jal., específicamente al Suroeste del poblado El Molino, en las coordenadas generales [REDACTED], a continuación, se indican específicamente las coordenadas de la infraestructura que conforma el proyecto, así como los puntos de inflexión de los gasoductos principales.

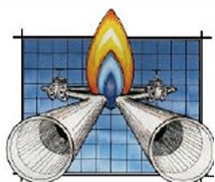
Tabla 1 Coordenadas de instalaciones superficiales.

No.	Descripción	Cadenamiento	Coordenadas: UTM Datum: WGS84 Región: 14Q	
			X	Y
REGISTRO DE INTERCONEXIÓN				
1	REGISTRO DE INTERCONEXIÓN	0+000 A		
Estación de Regulación y Medición (ERM)				
1	ERM-01	0+004.32 A		

A continuación, se indican las coordenadas de los puntos de inflexión de los gasoductos:

Tabla 2 Coordenadas de los puntos de inflexión.

No.	Descripción	Cadenamiento	Coordenadas: UTM Datum: WGS84 Región: 13Q	
			X	Y
1	P.I. 01	0+000.00 A	[REDACTED]	[REDACTED]
2	P.I. 02	0+004.32 A	[REDACTED]	[REDACTED]



II.1.2 Descripción del entorno en un radio de 500 m.

A continuación, se indican las principales colindancias ajenas al presente proyecto:

Tabla 3 Principales zonas colindantes del Proyecto.

Nombre de la Instalación o Cadenamiento	Zonas interés o cruzamiento	Descripción	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Descripción
Válvula de Seccionamiento	Instalación de Alto Riesgo	Gasoducto 1	6 m	Gasoducto de 8" AC (proveedor del gas natural)
	Instalación de Alto Riesgo	ERM-01	Adjunto	Estación de Regulación y Medición (ERM-01)
	Uso de Suelo	Vegetación Natural	Adjunto	Vegetación Natural Típica de la Región
	Cuerpo de Agua	Arroyo	121 m	Cause de Arroyo intermitente
	Asentamiento Humano	Localidad Puntual	240 m	Poblado Ledezma
ERM-01	Instalación de Alto Riesgo	Gasoducto 1	6 m	Gasoducto de 8" AC (proveedor del gas natural)
	Uso de Suelo	Vegetación Natural	Adjunto	Vegetación Natural Típica de la Región
	Cuerpo de Agua	Arroyo	121 m	Cause de Arroyo intermitente
	Asentamiento Humano	Localidad Puntual	240 m	Poblado Ledezma

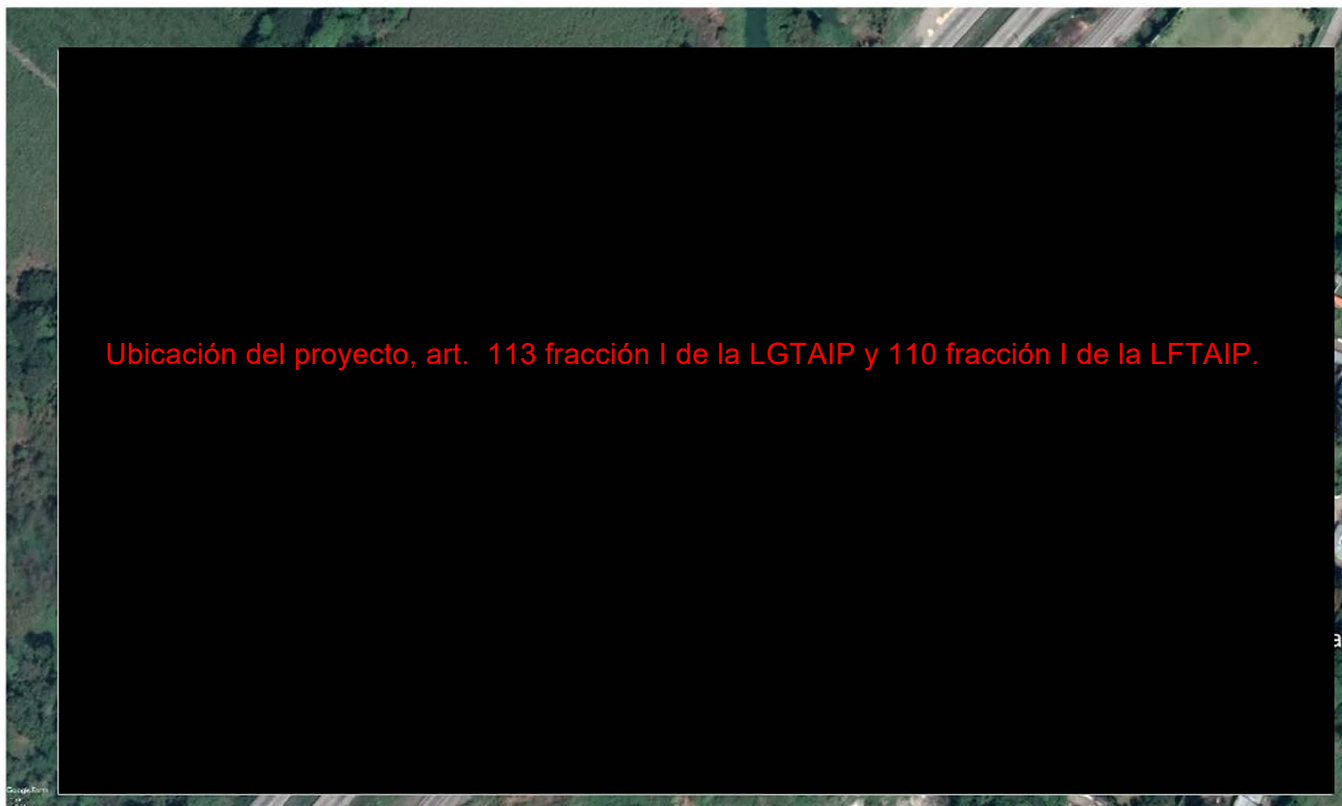
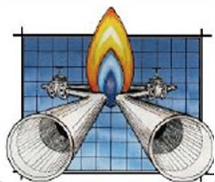
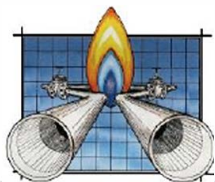


Figura 1 Colindancias del Proyecto.

Tal y como se describe en la **Tabla 3** y como puede apreciarse en la **Figura 1**, dentro de la zona de influencia del presente proyecto (Buffer de 500 m) no existen asentamientos humanos que puedan verse afectados, ya que el más cercano es el Poblado Ledezma, localizado a 240 m del proyecto.

Aunado a lo anterior, no existen cuerpos de agua, carreteras u otro tipo de componentes ambientales o antrópicos que puedan verse afectados por las actividades propias del proyecto, tales como zonas de concentración de personas, áreas recreativas, instituciones médicas o educativas, principalmente.



II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.

La descripción de los aspectos abióticos del proyecto se realizó considerando la información del Sistema Ambiental que se incluyó en la MIA-P que acompaña al presente ARSH.

Para mayor detalle, Ver Anexo 4. Planos Temáticos.

II.2.1 Clima.

El tipo de clima existente en el área de Influencia del proyecto, según la clasificación de Köppen modificada por Enriqueta García (1981) es el (A)C(m) que corresponde a un tipo de clima Semicálido húmedo del grupo C.

- (A)C(m). Semicálido húmedo del grupo C, temperatura media anual mayor de 18°C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C.

Lluvias de verano, precipitación del mes más seco mayor de 40 mm; porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

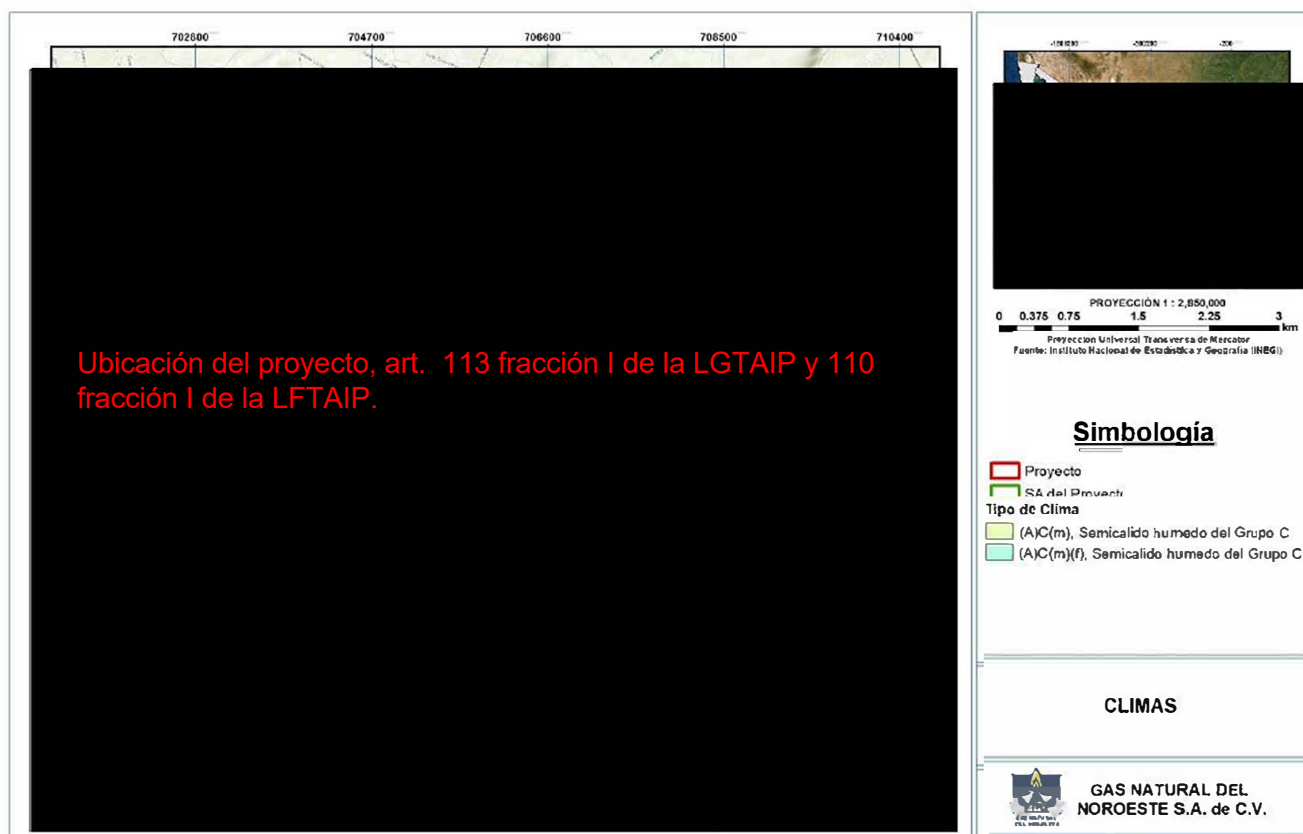
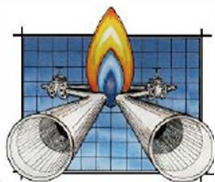


Figura 2 Tipo de Clima en el SA.



A) Precipitación

De acuerdo a lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de los valores de precipitación a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, en el SA se presentan precipitaciones anuales con valores entre los 1 500 y 2 500 mm distribuidas en todo el año, pero siendo los meses de agosto y septiembre los que presentan la mayor acumulación de agua pluvial.

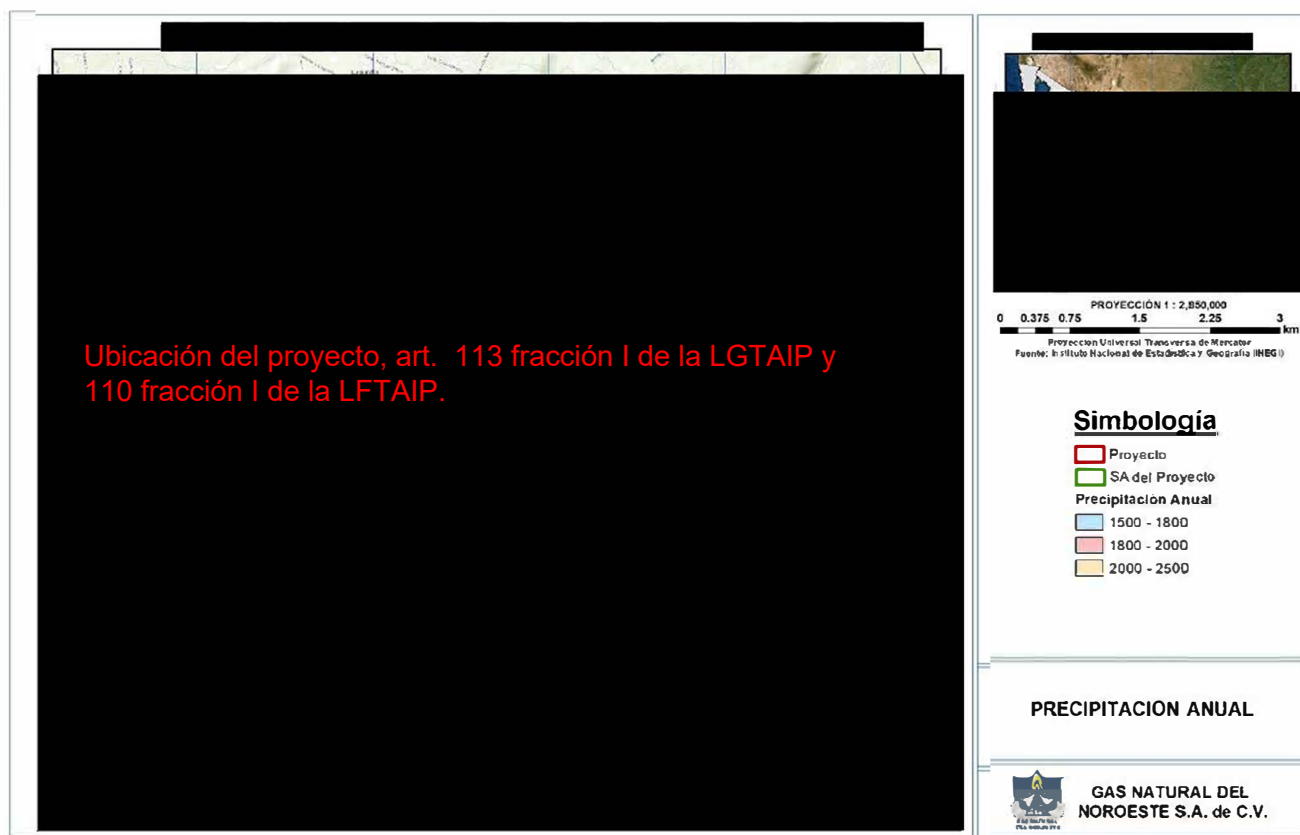
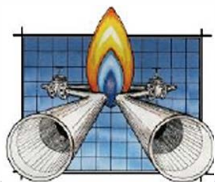


Figura 3 Valores de precipitación existentes en el SA.



B) Temperatura

De acuerdo a lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de las Isotermas a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, la totalidad del SA se presentan temperaturas entre los 18°C y 22°C.

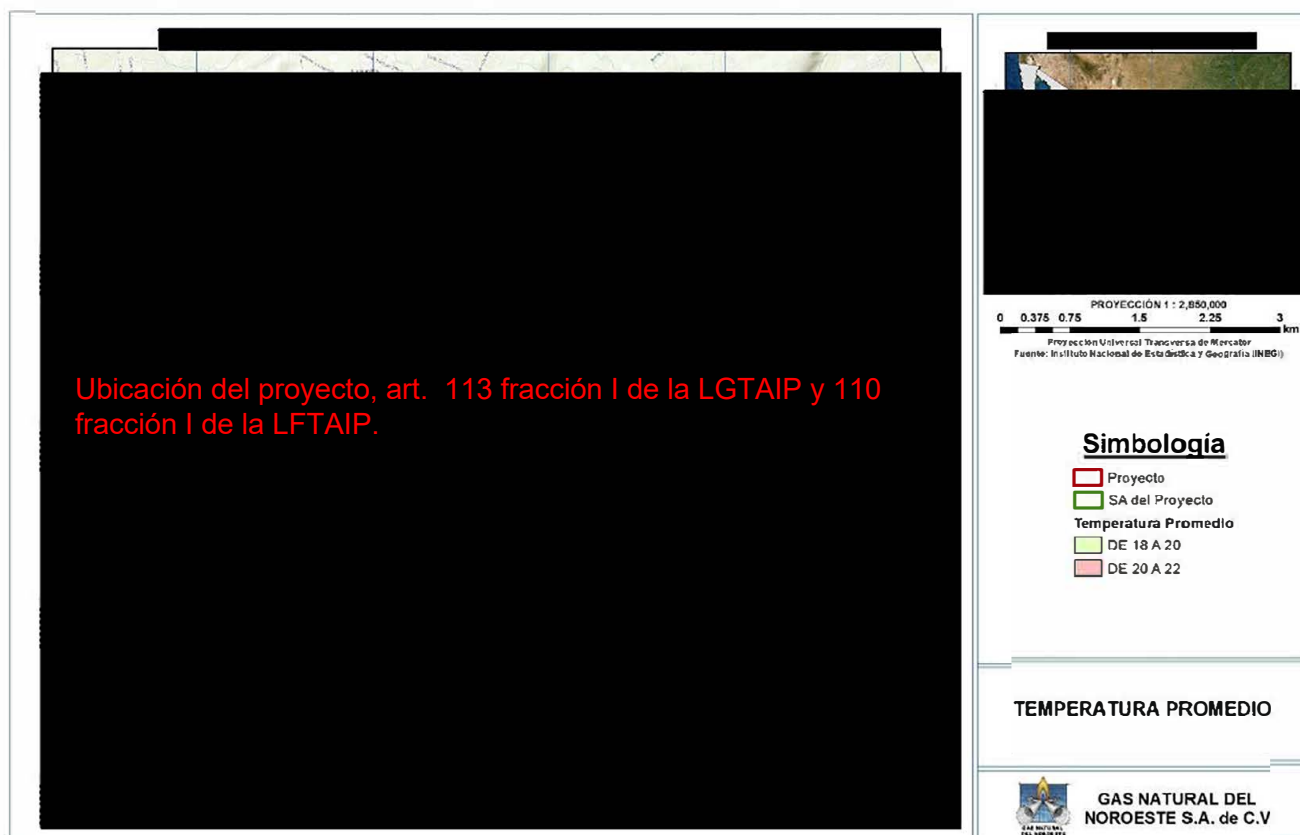
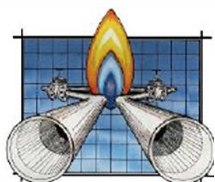


Figura 4 Valores de temperatura existentes en el SA.



C) Normales Climatológicas

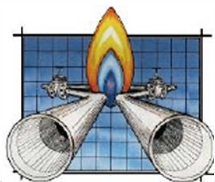
En la siguiente tabla se presentan las normales climatológicas de la estación 30072 que es la más cercana al proyecto actualmente en operación y se localiza dentro del municipio de Ixhuatlán, Veracruz. Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Tabla 4 Normales Climatológicas de la Estación 30072 Ixhuatlán del Café.

NORMALES CLIMATOLÓGICAS													
ESTADO DE: VERACRUZ							PERIODO: 1981-2010						
ESTACIÓN: 30072 Ixhuatlán del Café				Latitud: [REDACTED]			Longitud: [REDACTED]			ALTURA: 1 350 MSNM			
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)													
Normal	24.0	25.0	26.8	28.8	29.2	28.1	27.3	27.6	27.1	26.9	26.2	24.7	26.8
TEMPERATURA MEDIA (°C)													
Normal	17.2	18.0	19.6	21.6	22.4	21.9	21.1	21.3	21.2	20.5	19.2	17.8	20.2
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)													
Normal	10.3	10.9	12.4	14.4	15.7	15.7	14.9	15.0	15.3	14.1	12.2	11.0	13.5
PRECIPITACIÓN (mm)													
Normal	41.2	42.3	50.3	73.5	127.6	339.4	328.9	300.8	315.6	166.9	61.9	54.2	1902.6

Fuente: Comisión Nacional del Agua (CNA)

De acuerdo a la tabla anterior los valores de precipitación y temperatura media promedios en el área de influencia del proyecto son 1 902.6 mm anuales y 20.2°C, así mismo de acuerdo a los datos consultados en el Instituto Nacional de Investigaciones Forestales Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) en su estación climatológica conocida como El Triunfo, la velocidad del viento promedio es de 1.5 m/s y el promedio histórico de humedad relativa es de 50%.



II.2.2 Geomorfología.

La zona donde se localizará el proyecto se ubica en la Provincia fisiográfica Eje Neovolcánico, específicamente dentro de la Subprovincia Chiconquiaco, y en un área compuesta en su totalidad por Llanura Aluvial.

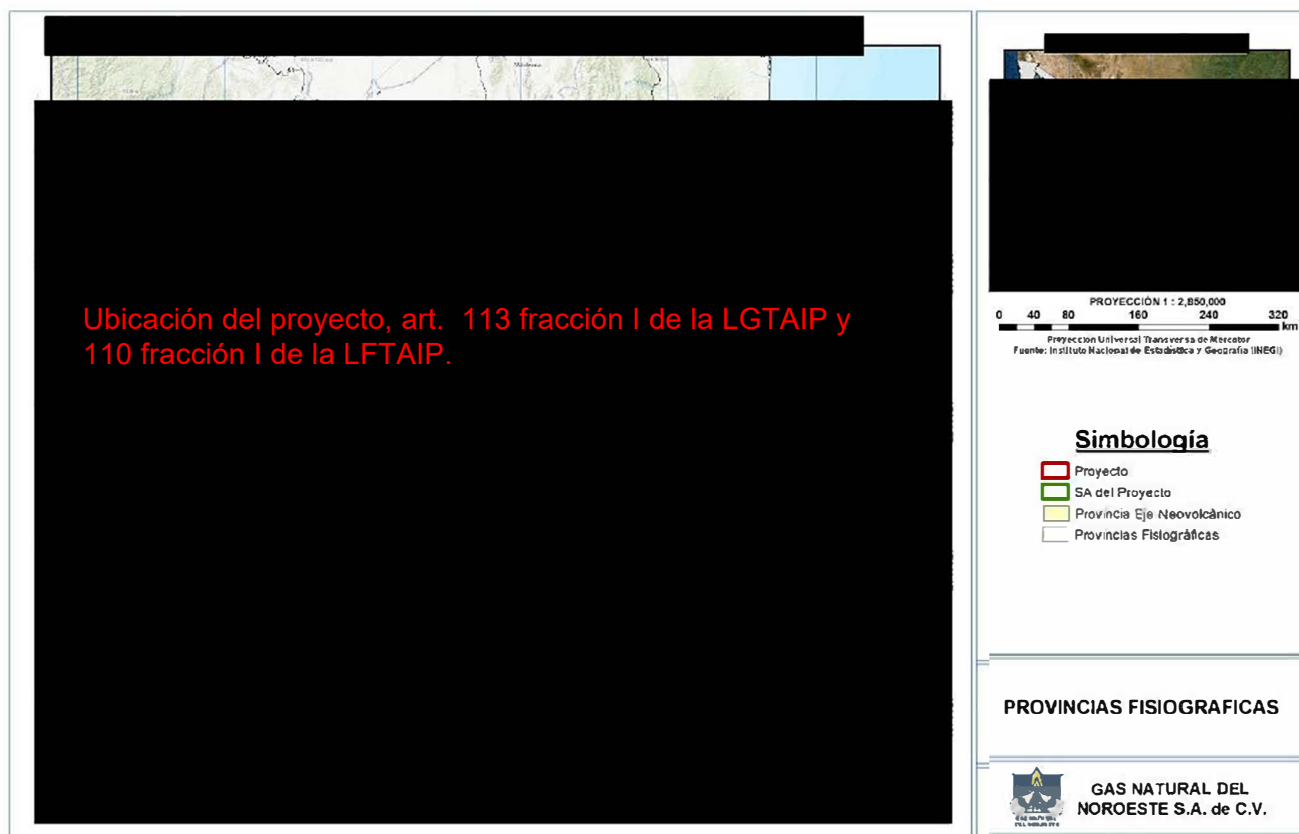
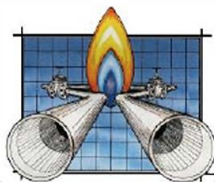


Figura 5 Localización del proyecto en la Provincia Fisiográfica.

- ❖ **Provincia Fisiográfica Eje Neovolcánico:** Es una cadena de volcanes ubicada en México. Atraviesa el país cerca del paralelo 19° N, desde las islas Revillagigedo en el océano Pacífico hasta el Golfo de México, pasa por la Ciudad de México y los estados de: Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, México, Hidalgo, Morelos, Tlaxcala, Puebla y Veracruz, en la región de Los Tuxtlas. El Eje Neovolcánico forma parte del Cinturón de Fuego del Pacífico.

Las montañas de la Cordillera Neovolcánica son relativamente recientes (el Parícutín es un ejemplo de ello) estando los principales volcanes en actividad o cubiertos de nieves eternas merced a las altitudes que pueden alcanzar. Las fértiles, frescas y húmedas laderas de estas montañas naturalmente suelen estar recubiertas de grandes coníferas (pináceas como el oyamel, cupresáceas como el ahuehuete o sabino), ceibas, etc., precisamente en el pico de Orizaba se encuentra, en latitudes tropicales, el bosque templado más elevado del planeta Tierra



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) "Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)" Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

II

merced a los microclimas que la conjugación de elevadas altitudes y bajas latitudes produce en este sistema orográfico, en efecto, el bosque de coníferas del Orizaba alcanza los 4200 msnm.

Como toda cordillera importante, este sistema va acompañado obviamente de valles, ríos, zonas de meseta y páramo e incluso lagos y lagunas (varias de las lagunas se encuentran en las calderas de volcanes apagados), cascadas, y glaciares . Aunque –además de las razones geológicas obvias en la configuración de todo relieve terrestre– el elemento significativo y denominador es la cordillera de elevadas montañas volcánicas.

En la Cordillera Neo-volcánica se encuentran las cumbres más elevadas de México; tal sistema montañoso forma prácticamente el límite meridional de la placa tectónica norteamericana, y tiene inmediatamente al sur la zona de subducción, que constituye la falla del río Balsas, la cual señala los límites geológicos entre América del Norte y América Central.

Fuente: Geografía de México. INEGI.

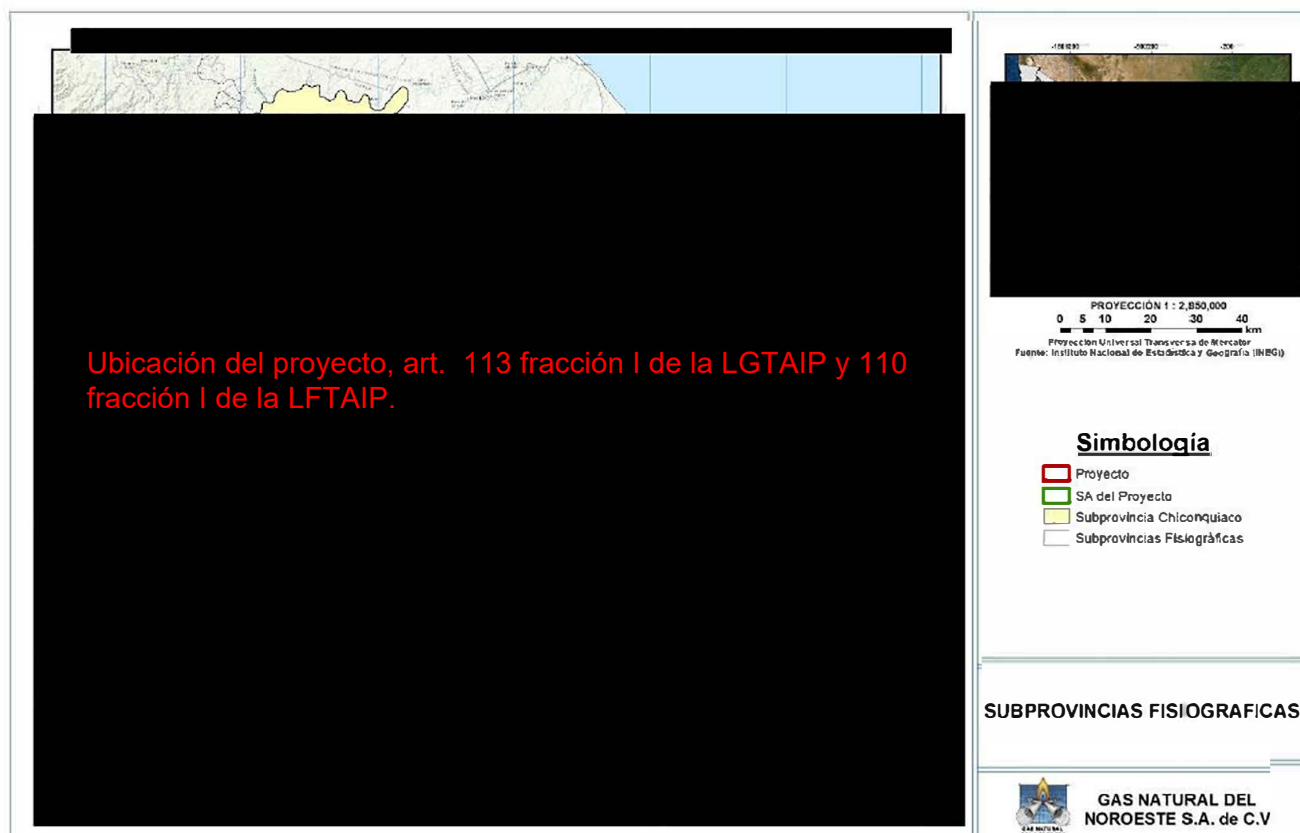
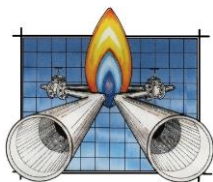


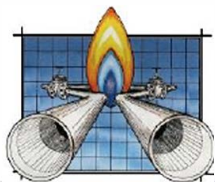
Figura 6 Localización del proyecto en la Subprovincia Fisiográfica.



- ❖ **Subprovincia Fisiográfica Chiconquiaco:** La sierra de Chiconquiaco, complejo de caldera del Pleistoceno, que se termina cerca del Golfo de México, con el Macizo de Palma Sola, estructura volcánica compleja del Mioceno al reciente.

La pendiente del terreno baja algunos centenares de metros para volverse a elevar en la sierra de Chiconquiaco hasta una altura de 2800 metros. Esta sierra, que orienta aproximadamente de oeste a este, es casi una continuación del flanco sur del macizo de Teziutlán. Es esencialmente volcánica y sus superficies se caracteriza por lo accidentado del terreno, como resultado de una intensa erosión diferencial sobre los depósitos volcánicos, tanto en corrientes lávicas como en masas de rocas efusivas y materiales piroclásticos, principalmente aglomerados, toba y cenizas, dejando como resultado agudas crestas y profundos barrancos donde corrientes turbulentas se deslizan en pendientes rápidas y cascadas de consideración. En el fondo de estos barrancos quedan al descubierto desde las rocas más antiguas del mesozoico, hasta el terciario. En las zonas marginales de la sierra la elevación es más moderada y disminuye paulatinamente hasta formar superficies más o menos onduladas y terrazas escalonadas, alrededor de la sierra, en su transición hacia las planicies costeras. Sobresalen esporádicamente elevaciones mayores debidas a antiguos cuellos o aparatos volcánicos y algunos testigos de corrientes de lava en forma de amplias mesetas, con ligera inclinación dominante siempre hacia la costa del Golfo, En esta Área es donde las corrientes fluviales siguen un cauce mas amplio y tranquilo hacia su desembocadura en las costas del Golfo de México.

Fuente: Síntesis Geográfica del Estado de Veracruz. INEGI 1993.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
"Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)"
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

II

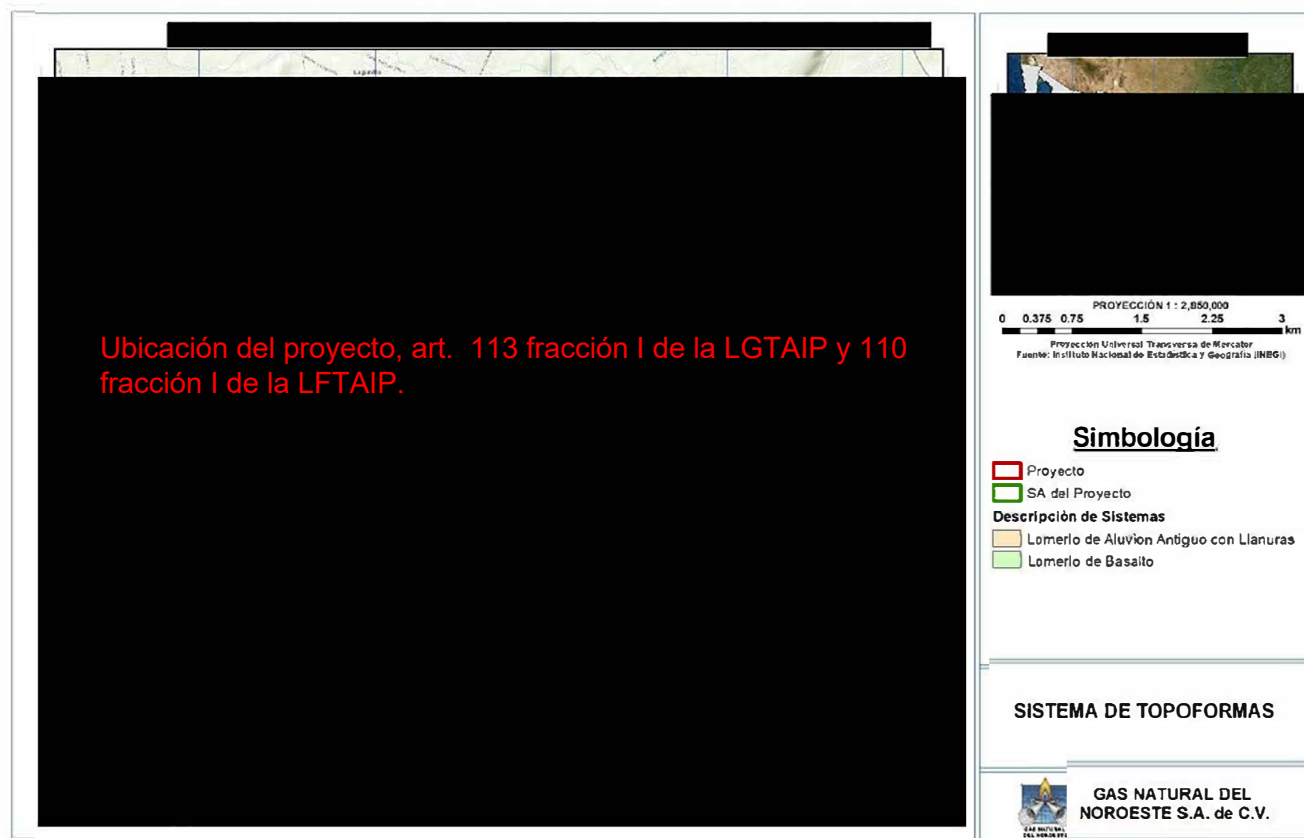
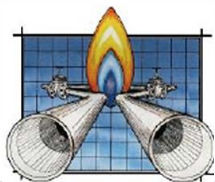


Figura 7 Sistemas de Topoformas en el SA.



II.2.3 Geología.

En el SA no existen características litológicas importantes, ya que toda el área de influencia queda inmersa dentro de suelo tipo Aluvial.

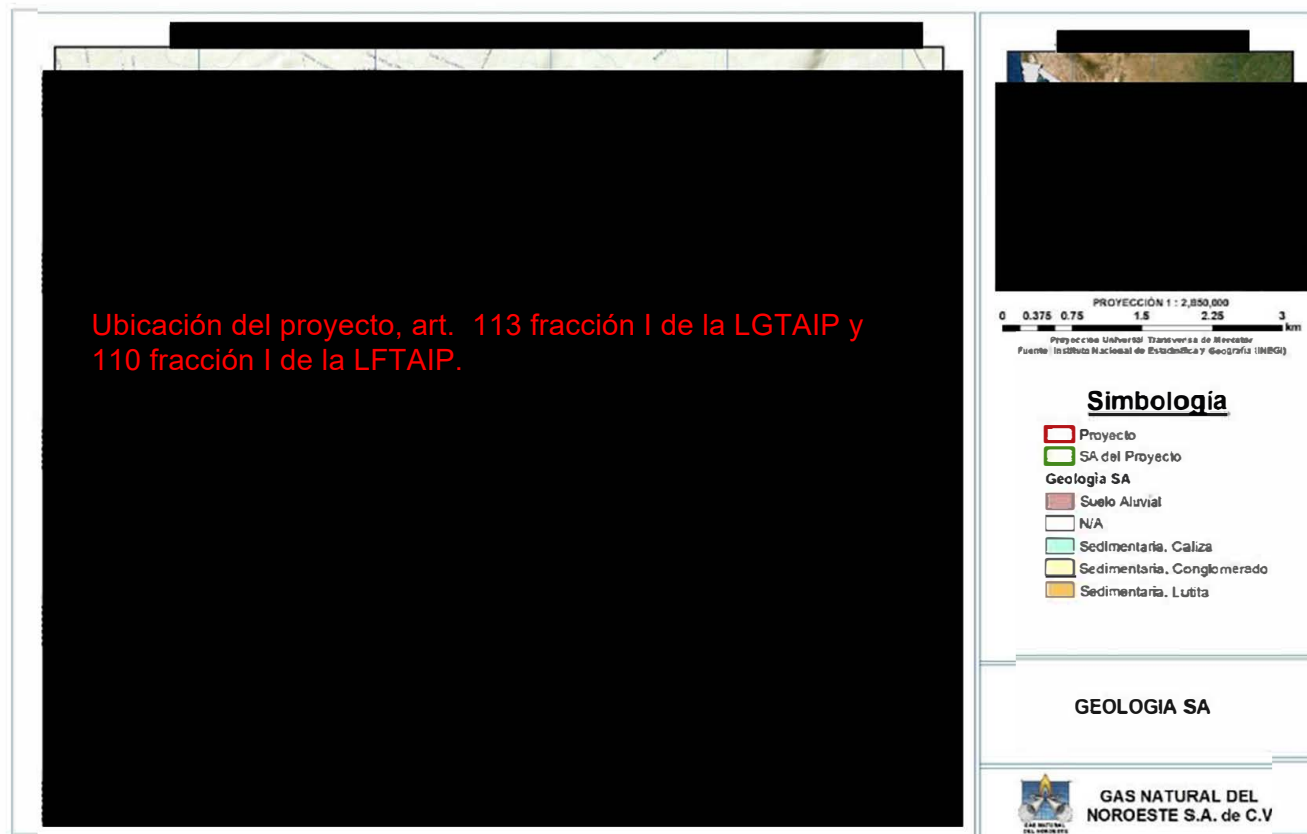


Figura 8 Geología presente en el SA.

II.2.4 Edafología.

Los tipos de suelo existentes en la zona del proyecto y su área de influencia son: Vertisol, tal y como se aprecia en la siguiente figura:

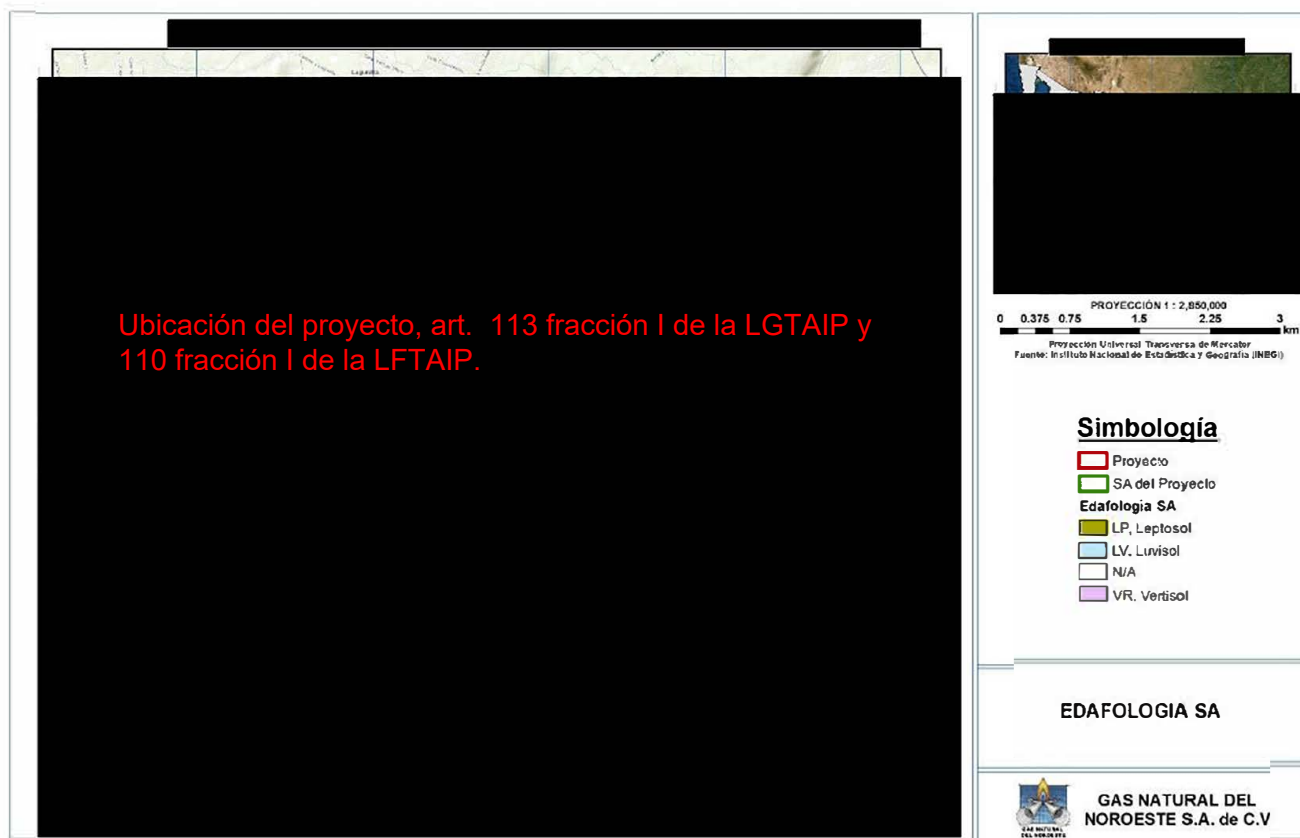
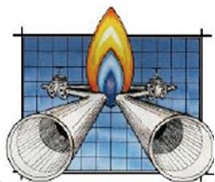


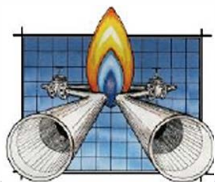
Figura 9 Edafología presente en el SA.

- ❖ **Vertisol:** El término vertisol deriva del vocablo latino "vertere" que significa verter o revolver, haciendo alusión al efecto de batido y mezcla provocado por la presencia de arcillas hinchables. El material original lo constituyen sedimentos con una elevada proporción de arcillas esmécticas, o productos de alteración de rocas que las generen.

Se encuentran en depresiones de áreas llanas o suavemente onduladas. El clima suele ser tropical, semiárido a subhúmedo o mediterráneo con estaciones contrastadas en cuanto a humedad. La vegetación climácica suele ser de sabana, o de praderas naturales o con vegetación leñosa. El perfil es de tipo ABC. La alternancia entre el hinchamiento y la contracción de las arcillas, genera profundas grietas en la estación seca y la formación de superficies de presión y agregados estructurales en forma de cuña en los horizontes subsuperficiales.

Los Vertisoles se vuelven muy duros en la estación seca y muy plásticos en la húmeda. El labrado es muy difícil excepto en los cortos periodos de transición entre ambas estaciones. Con un buen manejo, son suelos muy productivos.

Fuente: INEGI.



II.2.5 Hidrología.

El proyecto y su área de influencia inciden en la Región Hidrológica (RH28) Papaloapan, dentro de la Cuenca denominada R. Papaloapan, específicamente dentro de la Subcuenca R. Blanco, tal y como se muestra en la siguiente figura:

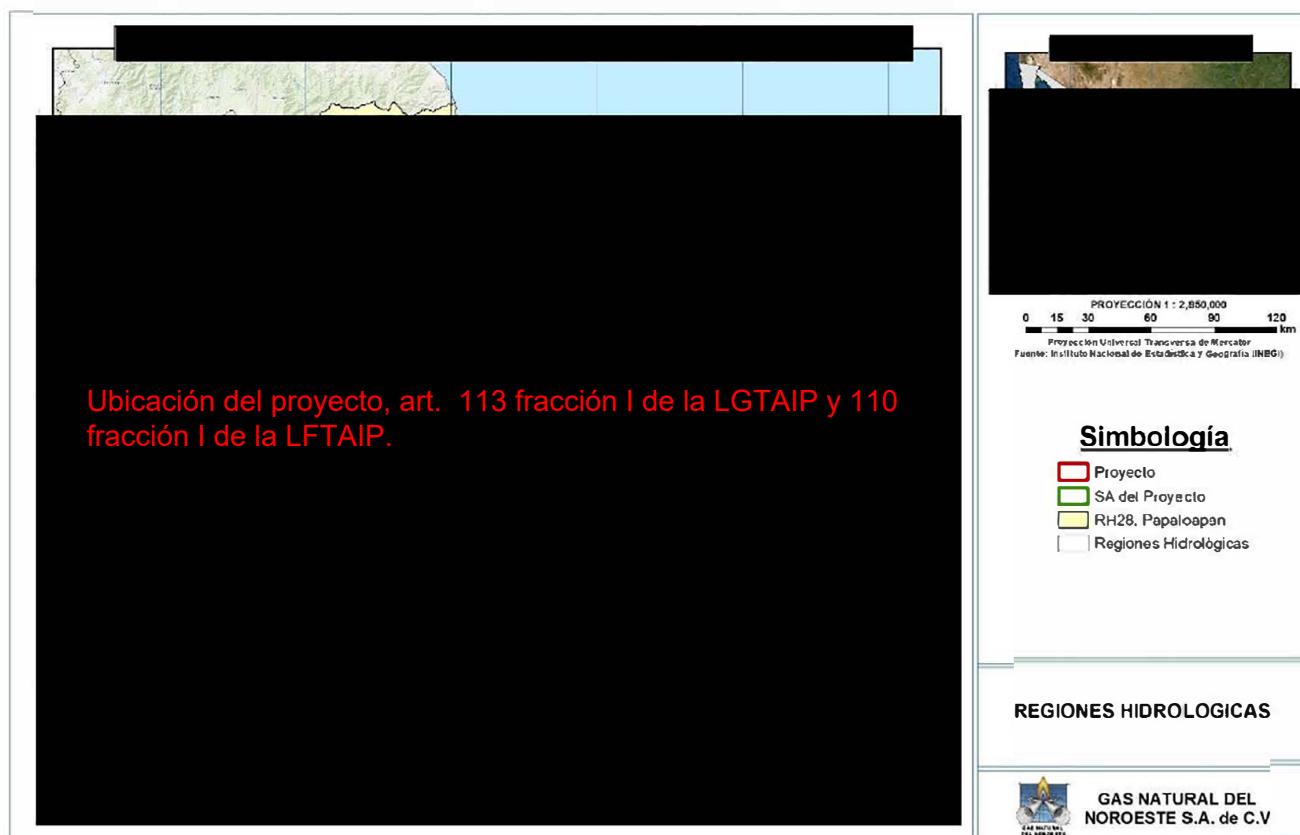
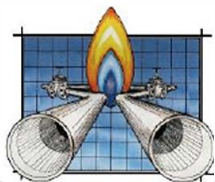


Figura 10 Incidencia del proyecto en la Región Hidrológica.

- **RH28. Papaloapan.** El sistema fluvial determinante para esta región hidrológica es la cuenca del río Papaloapan, y de manera secundaria los ríos Actopan, La Antigua y Jamapa. Ocupa 41.11% del total de la superficie territorial estatal (28,636 km², siendo 39.32% del total de las regiones), así como la mayor descarga de agua dulce (44,829 millones de metros cúbicos por año que representa 42.28% para el estado). Su principal ecosistema estuarino es la Laguna de Alvarado, que corresponde a la superficie de inundación costera más grande, pero también incluye otras lagunas de diversas magnitudes e importancia. Esta región ocupa el segundo lugar en superficie de manglar (169.47 km² que corresponde al 38.69% del total estatal).

La Cuenca del Papaloapan es la denominación común para referirse a la cuenca hidrológica del río Papaloapan y sus afluentes. El gobierno mexicano ha establecido la categoría de "Región Hidrológica" para todo el sistema y las subcategorías de "Cuenca Hidrológica" para las zonas específicas de cada río que compone el sistema, por lo tanto, oficialmente se le llama



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) "Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)" Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

II

Región Hidrológica número 28 Papaloapan. Esta región es la segunda más importante de México de las 37 en que se encuentra dividida el país. Está ubicada en el sureste del país abarcando 3 estados (parte norte de Oaxaca, parte sur de Puebla y parte centro de Veracruz). Esta región se compone de 12 cuencas hidrológicas y tiene una superficie de 46 517.40 km². Cuenta con tierras fértiles y un clima cálido-húmedo, factores propicios para el desarrollo de la agricultura, ganadería, pesca y la industria azucarera (caña de azúcar).

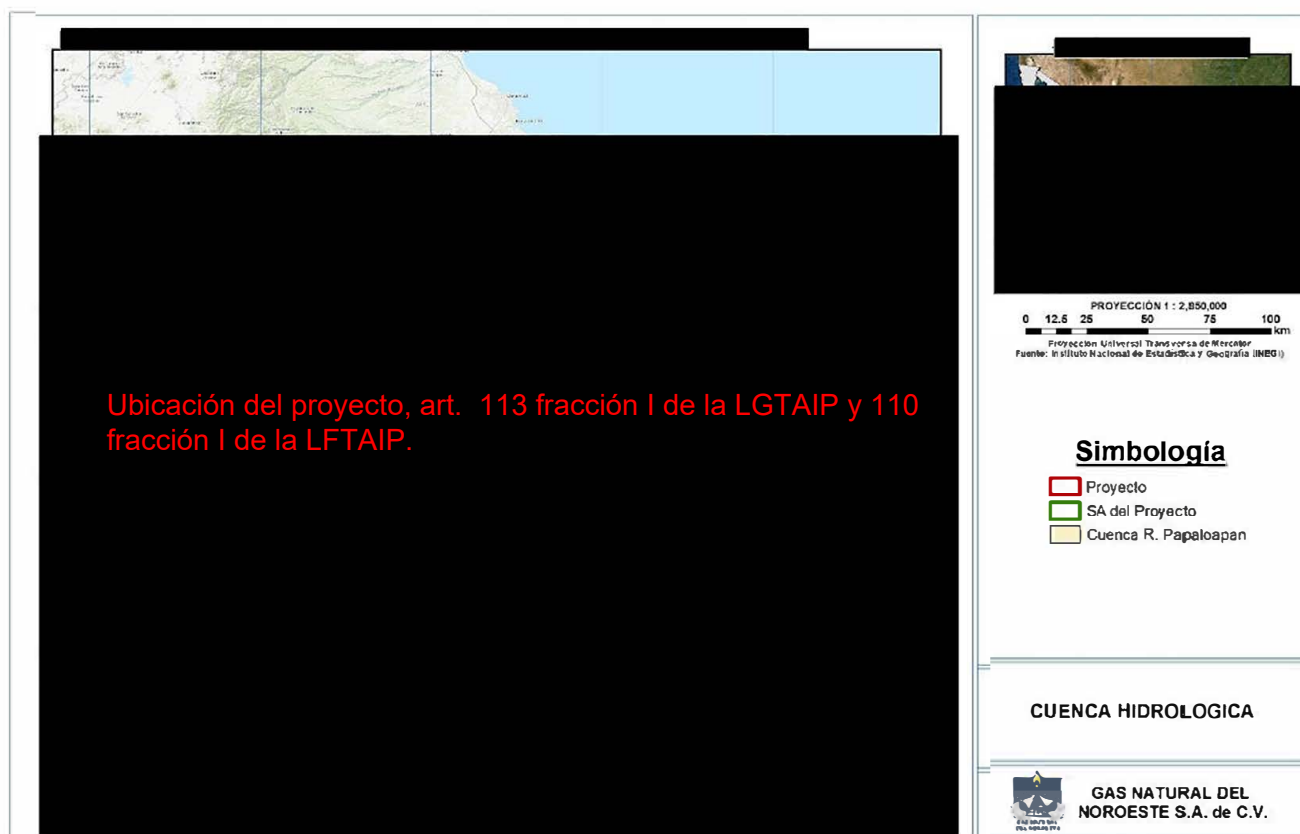
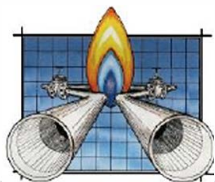


Figura 11 Incidencia del proyecto en la Cuenca Hidrológica.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
"Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)"
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

II

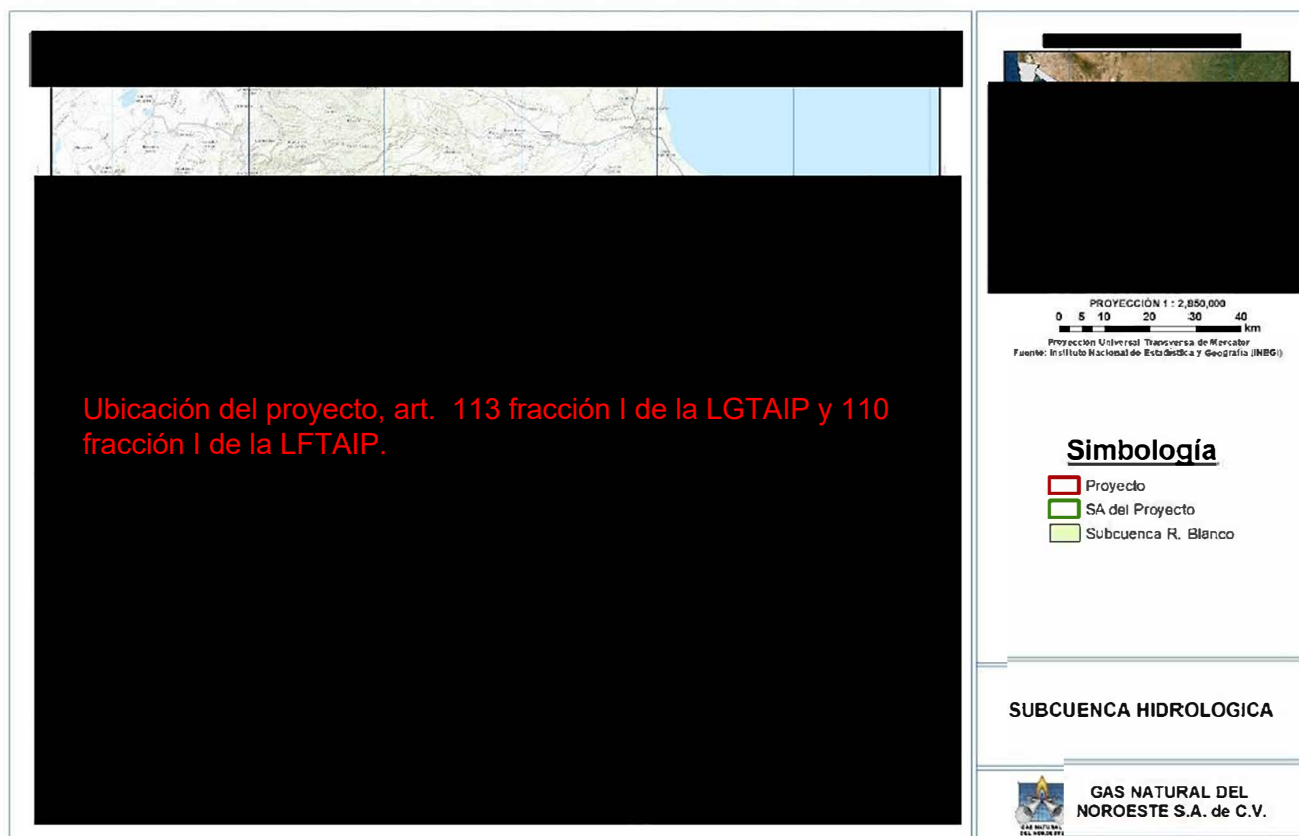
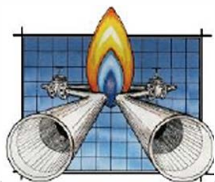


Figura 12 Incidencia del proyecto en la subcuenca Hidrológica.



II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.

El uso de suelo predominante en el área de influencia del proyecto es el de Agricultura de Temporal.

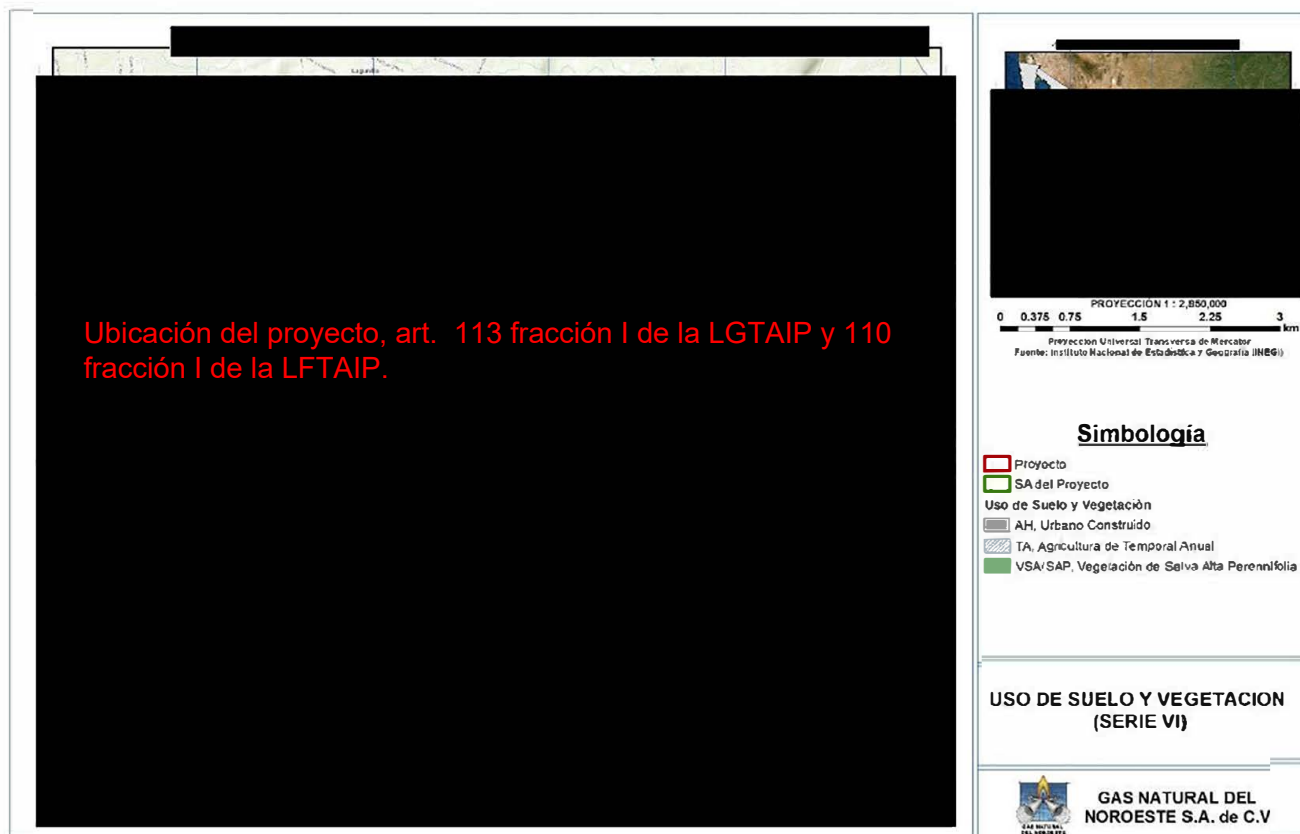
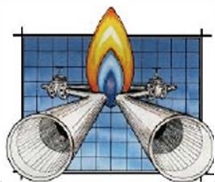


Figura 13 Uso de Suelo y Vegetación Serie VI del INEGI.

En el municipio de Ixhuatlán, los ecosistemas que coexisten en el municipio son los de selva y bosque mesófilo de montaña, donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de ardillas, conejos, tuzas, armadillos, aves y reptiles.



II.2.7 Regiones Prioritarias.

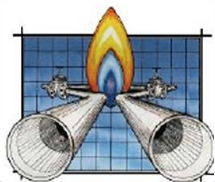
A) Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs)

El proyecto Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), tiene como objetivo principal, la determinación de unidades estables desde el punto de vista ambiental en la parte continental del territorio nacional, que destaquen la presencia de una riqueza ecosistémica y específica comparativamente mayor que en el resto del país, así como una integridad ecológica funcional significativa, donde, además, se tenga una oportunidad real de conservación. El proyecto de RTP, fue creado debido a la acelerada pérdida y modificación de los sistemas naturales que ha presentado México durante las últimas décadas, por lo que se requiere con urgencia, que se fortalezcan los esfuerzos de conservación de regiones con alta biodiversidad.

De acuerdo con la **Figura 14**, el SA del proyecto no se encuentra inmersa dentro de ninguna RTP.



Figura 14 Incidencia del SA en la RTP.



B) Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs)

La Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), en el mes de Mayo de 1998, inició el *Programa de Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)*, con el objetivo de obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país considerando las características de biodiversidad y los patrones sociales y económicos de las áreas identificadas, para establecer un marco de referencia que pueda ser considerado por los diferentes sectores para el desarrollo de planes de investigación, conservación uso y manejo sostenible. Este programa forma parte de una serie de estrategias instrumentadas por la CONABIO para la promoción a nivel nacional del conocimiento y conservación de la biodiversidad en México.

Fuente: (CONABIO, REGIONES HIDROLÓGICAS PRIORITARIAS)

De acuerdo con la **Figura 15**, el SA no se encuentra dentro de ninguna RHP.

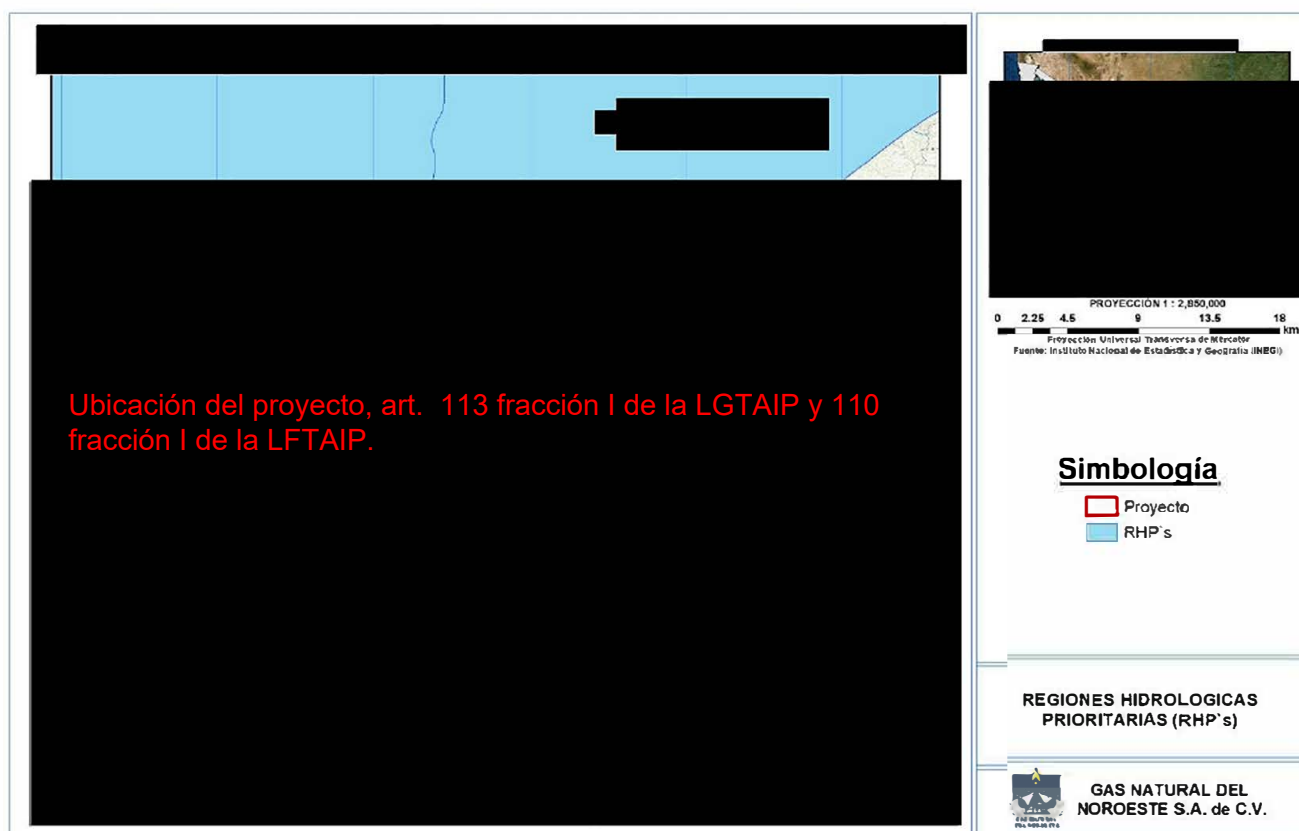
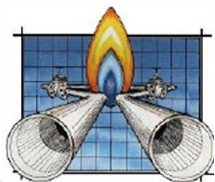


Figura 15 Incidencia del SA en la RHP.



C) Áreas Importantes para la Conservación de Aves (AICAS).

El SA del proyecto incide dentro del AICA SE-01 Río Metlac, se ubica en la vertiente este del Pico de Orizaba. Delimitada en su lado oeste por la cima del Pico de Orizaba y al este por la unión del Río Metlac con el Blanco. Posee 12 tipos de vegetación y una gran variación de pisos altitudinales.

La variación de pisos altitudinales/biomas más amplia del país en menor área, de 850 a 5700 msnm en 17 kilómetros de distancia lineal. El límite norte y este contiene varias especies endémicas de acuerdo con el EBA A-11. Fuerte amenaza por asentamientos humanos, industria y contaminación.

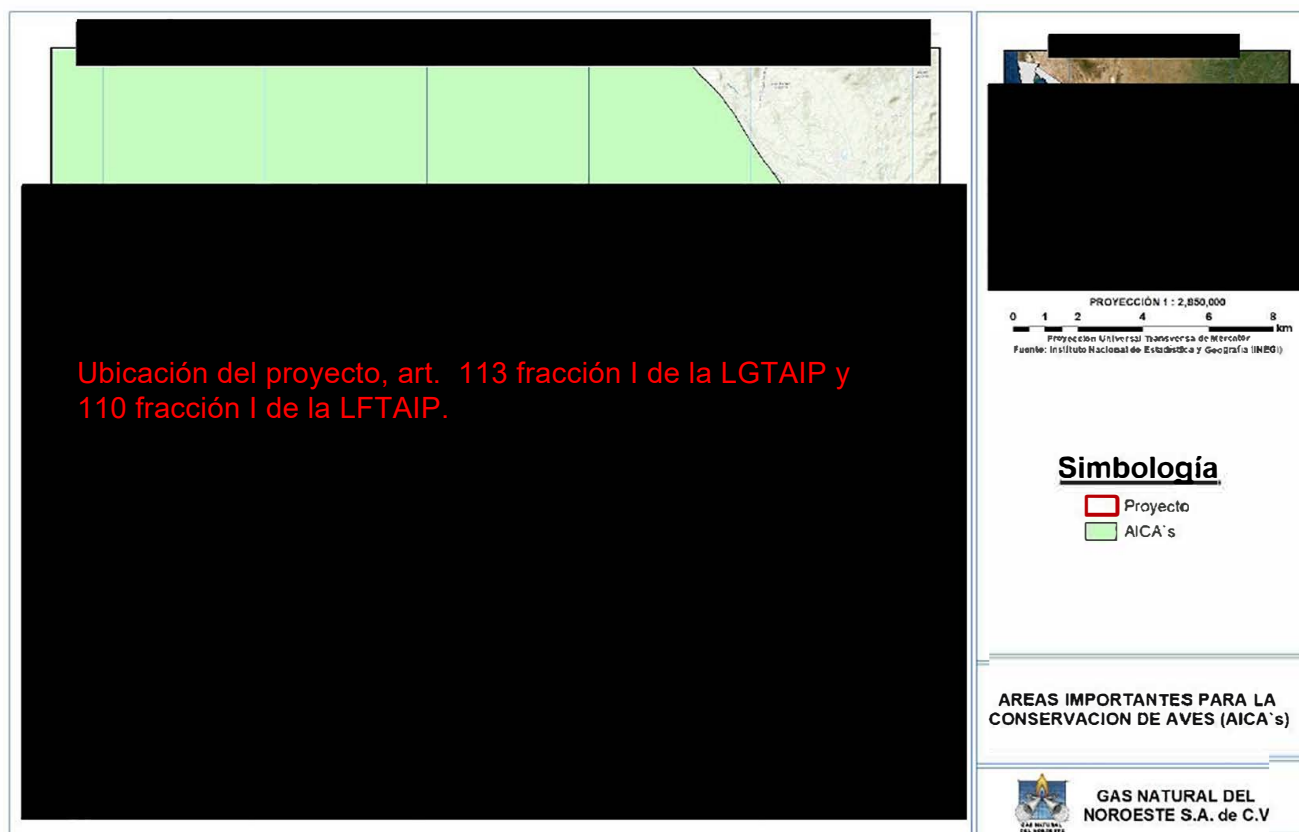
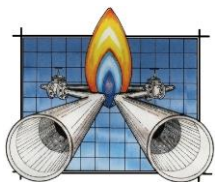


Figura 16 Incidencia del SA en la AICA.



II.2.8 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).

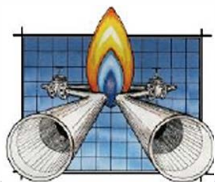
De acuerdo con la **Figura 17** y consulta de información en las fuentes electrónicas disponibles, el SA del proyecto incide con un tipo de ANP del tipo federal denominada Cañón del Río Blanco.

El Parque nacional Cañón de Río Blanco es un área natural protegida localizada en el estado de Veracruz, en México, concretamente en la vertiente del golfo de México. Consiguió el estatus de parque nacional en 1938

El nombre del parque se debe al río Blanco que cruza el parque. El río cuenta con numerosas cascadas a su paso por Ciudad Mendoza, Nogales, Río Blanco y principalmente las ciudades de Ixtaczoquitlán y Fortín, en el municipio de Ixtaczoquitlán se une el río Escamela para dar lugar a la cascada de Tuxpango, de la que se aprovecha para generar energía en la hidroeléctrica de Tuxpango ubicada en el llamado corazón de Metlac y distribuirla en las zonas metropolitanas de Córdoba – Orizaba.

La vegetación está predominada por los pinos (*Pinus pseudostrobus*), helechos y plantas silvestres, además de encinos, frecuentes en las partes más húmedas del parque.

La fauna es abundante, cabe destacar el venado cola blanca, también conocido como ciervo de Virginia (*Odocoileus virginianus*), conejo (*Sylvilagus brasiliensis* y *Sylvilagus floridanus*), armadillo (*Dasypus novemcinctus*), coyote (*Canis latrans*), ocelote (*Leopardus pardalis*), mofeta (*Mephitis macroura*), mapache (*Procyon lotor*), cacomixtle o cacomisel (*Bassariscus astutus* y *Bassariscus sumichrasti*).

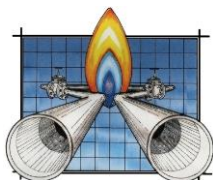


Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
"Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)"
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

II



Figura 17 Incidencia del SA en una ANP.

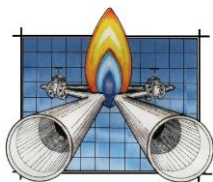


Índice

III. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.....	2
III.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS.....	2
III.1.1 Consideraciones para el Análisis Preliminar de Riesgos.....	3
III.1.2 Antecedentes de Accidentes e Incidentes.	3
III.1.3 Listas de Verificación.	16
III.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS.....	18
III.2.1 Consideraciones para el Análisis Cualitativo de Riesgos.	19
III.2.2 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP).....	20
III.2.3 Análisis Qué Pasa sí...??	25
III.2.4 Jerarquización de Riesgos.	27
III.2.5 Escenarios de Riesgo No Tolerables.....	35

Índice de Tablas

Tabla 1 Antecedentes de accidentes e incidentes.	14
Tabla 2 Resultados de la aplicación de la Lista de Verificación.	17
Tabla 3 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.....	22
Tabla 4 Nodos Seleccionados.....	22
Tabla 5 Consecuencias (en forma descriptiva).....	23
Tabla 6 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.....	24
Tabla 7 Matriz de riesgos.	24
Tabla 8 Sistema Seleccionado	26
Tabla 9 Tabla de Consecuencias.	27
Tabla 10 Tabla de Frecuencias.	28
Tabla 11 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente.	29
Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones.	30
Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población.	31
Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal.....	32
Tabla 15 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente.	33
Tabla 16 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones.	33
Tabla 17 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población.	34
Tabla 18 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal.....	34
Tabla 19 Niveles de Riesgo (A,B,C) resultantes del HAZOP por receptor de riesgo.	35
Tabla 20 Niveles de Riesgo (A,B,C) resultantes del What If por receptor de riesgo.	37



III. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.

Para la realización del presente Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos inherente a la Interconexión, construcción y operación de la ERM-01 por parte de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se empleó la **Ingeniería Básica Extendida**.

III.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS.

El Análisis Preliminar de Riesgos (APR) es el precursor de otros métodos de análisis más complejos y es utilizado únicamente en la fase de desarrollo de las instalaciones y para casos en los que no existen experiencias anteriores, sea del tipo de implantación.

El APR selecciona los productos peligrosos y los equipos principales de la planta.

El APR se puede considerar como una revisión de los puntos en los que pueda ser liberada energía de una forma incontrolada.

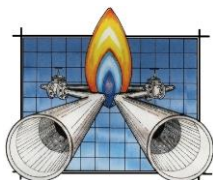
Fundamentalmente, consiste en formular una lista de estos puntos con los peligros ligados a:

- ✓ Materias primas, productos intermedios o finales y su reactividad. Equipos de planta.
- ✓ Límites entre componentes de los sistemas.
- ✓ Entorno de los procesos.
- ✓ Operaciones (pruebas, mantenimiento, puesta en marcha, paradas, etc.).
- ✓ Instalaciones.
- ✓ Equipos de seguridad.

Los resultados de este análisis incluyen recomendaciones para reducir o eliminar estos peligros. Estos resultados son siempre cualitativos, sin ningún tipo de priorización.

Sí bien todos los accidentes que ocurren en la industria son dados por diferentes factores y a nivel global son distintos por la forma en que se producen y las sustancias químicas que intervienen en ellos, todos comparten una característica común: son acontecimientos no controlados, constituidos en su inicio por las propiedades físicas y químicas del material y como causas iniciadoras, una serie de combinaciones de factores que conllevan a eventos no deseados (fugas, derrames, incendio y explosión, principalmente), ocasionando lesiones o muertes, daños de diversas magnitudes en la infraestructura de las instalaciones y al medio ambiente.

En cualquier circunstancia, decir que en una instalación determinada puede ocurrir una explosión, o un escape tóxico no es suficiente, sino que se requiere un estudio que indique cuales son los mecanismos o secuencias de acontecimientos por los que el accidente puede tener lugar. El primer suceso de la cadena se conoce como suceso iniciador. Por lo general entre el suceso iniciador y el accidente se encuentra una secuencia de hechos que incluyen las respuestas del sistema y de los



operadores, así como otros sucesos concurrentes. Todos estos factores se conocen como elementos del accidente.

III.1.1 Consideraciones para el Análisis Preliminar de Riesgos.

La evaluación preliminar de riesgos para el presente proyecto se realizará mediante las técnicas de Análisis Histórico de Accidentes y Listas de Verificación. Estas técnicas se fundamentan en un análisis de la información documental, contemplando además los siguientes rubros:

- ✓ La evaluación de incidentes y accidentes ocurridos en las instalaciones afines (considerando instalaciones, sustancias involucradas, evento o causa del accidente, nivel de afectación y acciones realizadas).
- ✓ Identificación preliminar del riesgo mediante la aplicación de listas de verificación basadas en la normatividad aplicable para el tipo de proyecto en evaluación.

III.1.2 Antecedentes de Accidentes e Incidentes.

En el manejo y operación de gasoductos utilizados para la conducción de gas natural, se propone una metodología de análisis de riesgo operativo, debido a los daños causados por fallas mecánicas y debido a terceras partes originadas por la extracción descontrolada de gas natural en tomas no autorizadas (tomas clandestinas), en los ductos de conducción de gas natural de las diferentes compañías abastecedoras de gas y principalmente, en ductos a cargo de PEMEX.

De los estudios y análisis realizados por dependencias con gran experiencia dentro del ramo (tal es el caso de PEMEX), se concluye que el factor de riesgo con mayor probabilidad de ocurrencia en gasoductos, es debido principalmente por daños de terceras partes, seguido de los daños por corrosión o fenómenos meteorológicos.

Por ejemplo, en el documento “Estudios de Caso de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos” realizado por Francisco A. Rumiche P. y J. Ernesto Indacochea B., argumenta que, con relación a las causas de falla, se muestra que la corrosión e interferencia externa son las más comunes en los sistemas europeos y americanos. Así mismo, menciona que *“En el caso de la ex Unión Soviética (SU Gas) se puede observar un alto índice de falla debido a defectos en el material y errores de construcción”*. Referente a las causas más comunes de falla en el 2005 para sistemas de transporte de gas natural en los Estados Unidos, es el daño ocasionado en áreas urbanas debido a operaciones de excavación por terceros, además, es importante notar que el porcentaje de fallas debido a materiales o soldaduras defectuosas es casi nulo comparado con las causas comunes de falla, lo cual se debe al estricto control y mejoramiento durante los procesos de construcción e inspección en sistemas de tuberías. **Ver Figuras 1 y 2.**

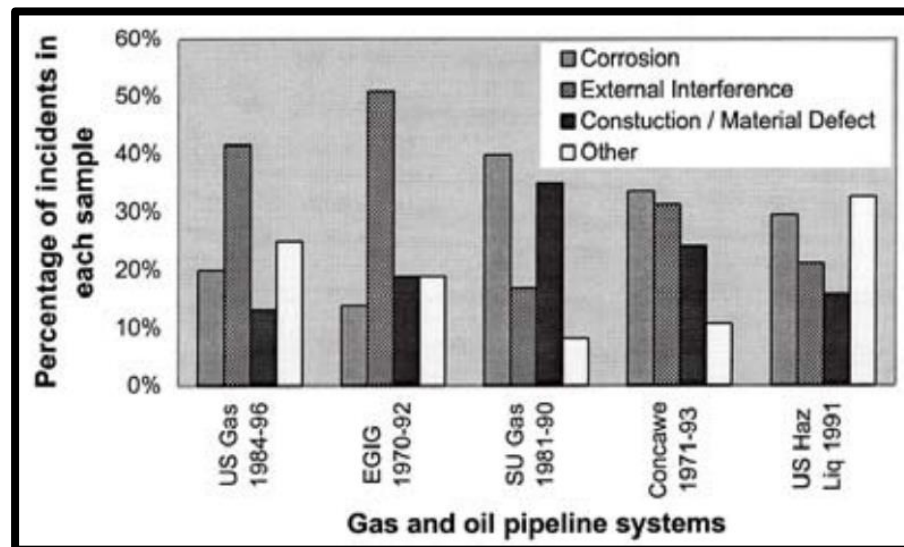
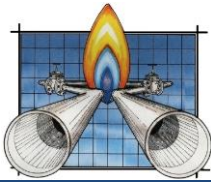


Figura 1 Causas de falla más comunes a nivel mundial

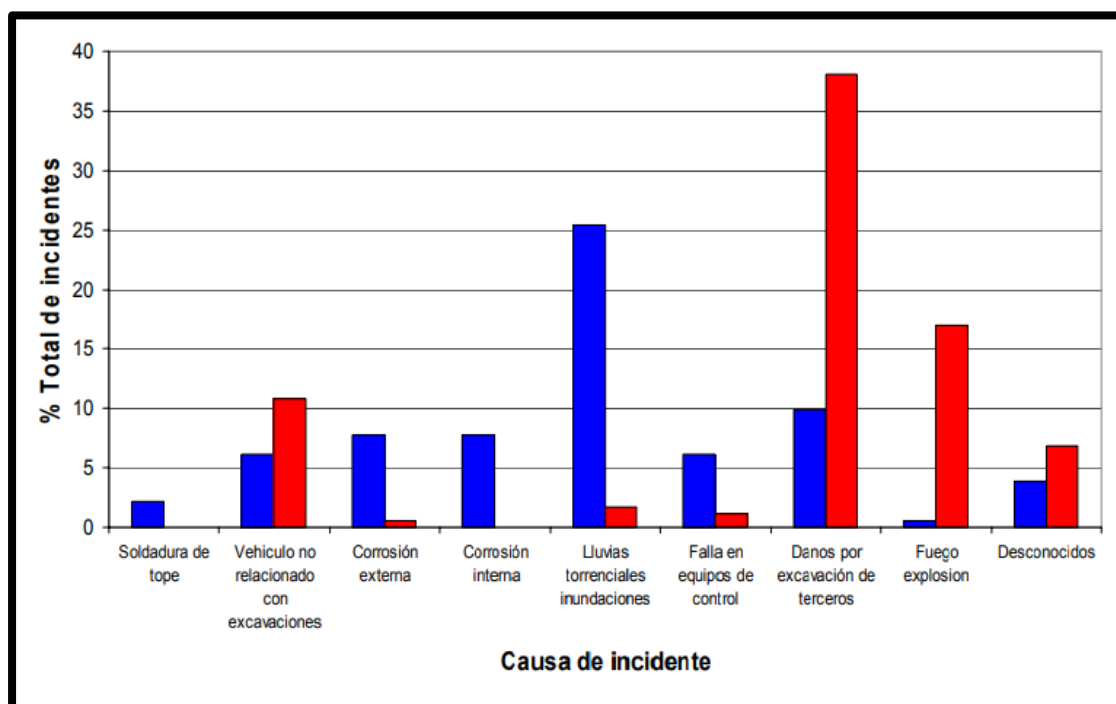
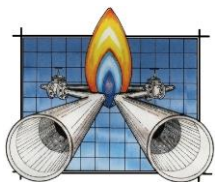


Figura 2 Causas de falla más comunes en gasoductos en Estados Unidos (2005).

Fuente: Estudios de Caso de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos
Francisco A. Rumiche P. y J. Ernesto Indacochea B.
Joining Science & Advanced Materials Research Laboratory
Materials Engineering Department
University of Illinois at Chicago,
Chicago IL 60607 – USA



En años recientes, algunas causas fundamentales del incremento de accidentes en los gasoductos de PEMEX han sido, la inadecuada evaluación de estos y la falta de gestión para erradicar esta problemática, adicionalmente no hay una base de datos histórica de accidentes en ductos de transporte o distribución de hidrocarburos disponible de manera oficial en el país, estas circunstancias repercuten negativamente en la funcionalidad de los ductos en México.

Sin embargo, para poliductos de PEMEX, se encontraron datos históricos de accidentes:

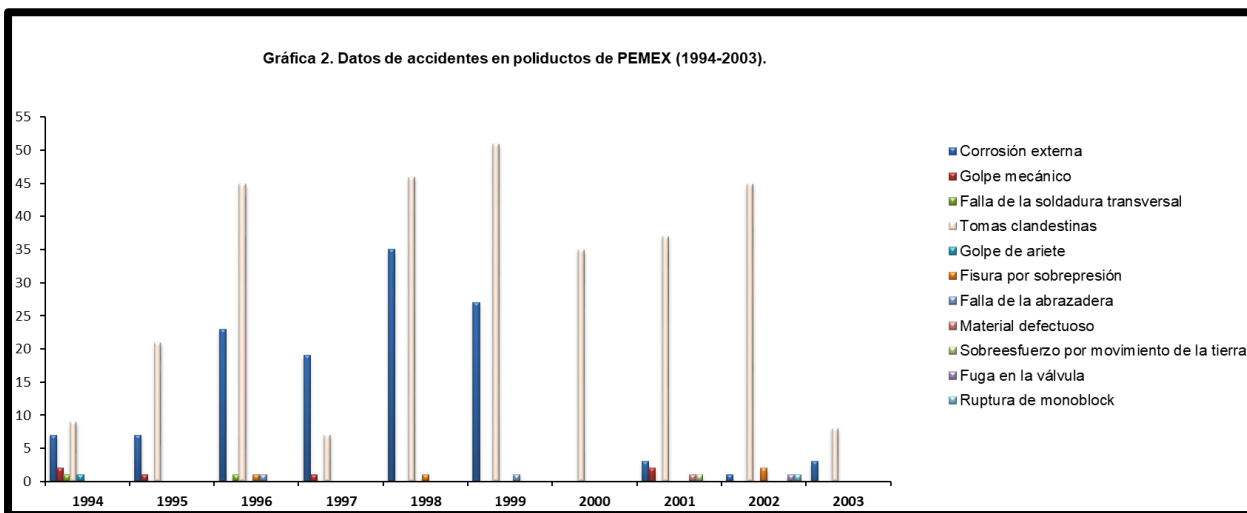


Figura 3 Datos de accidentes en poliductos de PEMEX (1994-2003).

Fuente: Anuario Estadístico de PEMEX, 2005.

Donde los datos estadísticos de causas de falla son similares entre instalaciones de gasoductos y poliductos, resaltando la falla por corrosión externa, así como la intervención de terceras personas (tomas clandestinas).

Como datos históricos, se presenta a continuación la descripción de casos ocurridos en México, relacionados con fugas de gas natural en gasoductos en diferentes partes del país.

1- Explosión en Gasoducto en San Pedro Garza García, Nuevo León.

Una explosión e incendio en una tubería de gas natural en una construcción cercana a la zona comercial y hotelera en el municipio de San Pedro Garza García movilizó a elementos de Protección Civil, Bomberos de Nuevo León y unidades de las cruces Roja y Verde.

El incendio se originó luego de una fuga de agua la que reblandeció la tierra, lo que ocasionó la caída de un poste de energía eléctrica sobre un ducto de gas de 12 pulgadas, lo que ocasionó la conflagración.

El incendio se originó alrededor de las 10:00 horas, a causa del rompimiento de la tubería de gas, lo que ocasionó la explosión e incendio sobre la lateral de la avenida Lázaro Cárdenas y Diego Rivera, en el citado municipio, sin que se presenten personas lesionadas.

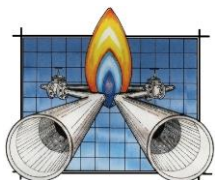


Foto 1. Daños generados por la explosión.

2- Reportan explosión de ducto de Gas Natural en Celaya

Al menos 150 personas fueron desalojadas de sus hogares, empleos y escuelas, luego de que se registrara la explosión de un ducto de Gas Natural, en Celaya, Guanajuato.

En un principio se dio a conocer que el estallido provenía de un ducto de Petróleos Mexicanos (Pemex); sin embargo, elementos del cuerpo de bomberos informaron que el siniestro fue generado por propano líquido (gas) y que tardarán entre seis y ocho horas para sofocar el fuego.

Los hechos ocurrieron alrededor de las 10:00 horas en un ducto ubicado sobre el Libramiento Sur, a la altura de la armadora Honda, mientras un grupo de personas manipulaban con maquinaria la zona, golpearon uno de los ductos provocando la explosión

Las llamas alcanzaron a dos de las personas que se encontraban en el lugar, ocasionándoles quemaduras de segundo grado.

A la zona llegaron elementos del cuerpo de emergencia, así como del Ejército mexicano, quienes laboraron para sofocar las llamas, además de ser los encargados de trasladar a los lesionados al hospital más cercano para ser atendidos.

Cerca del lugar de los hechos, se encuentra una primaria en la colonia Villas del Romeral, misma que fue evacuada para evitar accidentes.

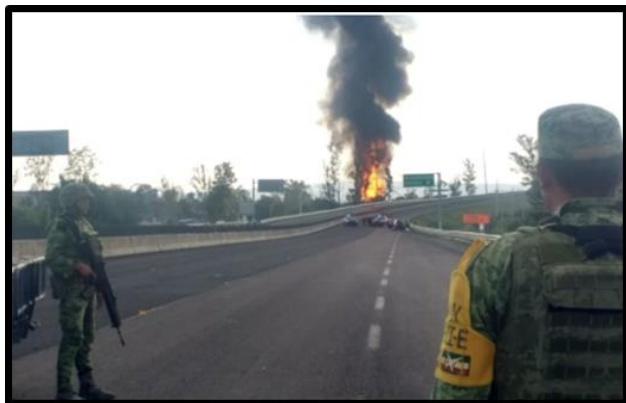
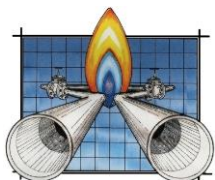


Foto 2. Explosión del ducto.



Foto 3. Escuela Primaria evacuada.

Fuente. [El Sol de México.com.mx](http://ElSoldeMexico.com.mx) 01 de Julio del 2019.

3- Obras en Viaducto y Eje 3 provocan fuga de gas.

Por segunda ocasión en menos de un mes trabajadores de obras que se encontraban reencarpetando la cinta asfáltica en la lateral del viaducto Miguel Alemán esquina con el Eje 3 Oriente Eduardo Molina, en la colonia Granjas México en la alcaldía de Iztacalco, perforaron la madrugada del miércoles con un trascabo un ducto de gas natural provocando la movilización de los equipos de emergencia, la policía y personal de Protección Civil.

De acuerdo a los datos recabados por la policía capitalina los hechos se registraron alrededor de la 1 de la mañana casi enfrente del Hospital General regional de Troncoso del Instituto Mexicano del Seguro Social, cuando se hacían perforaciones en el pavimento ocasionando una fisura en un tubo de 4 pulgadas por donde se empezó a escapar el gas.

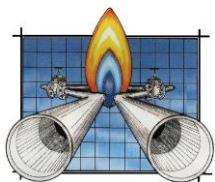
Bomberos, personal de gas natural y de Protección Civil, trabajaron por varios minutos para controlar la fuga, lo que provocó que los trabajadores de las obras fueran retirados del lugar y la gente que se encontraba en el patio de urgencias fuera ingresada al hospital como medida precautoria y el fuerte olor a gas.

Las maniobras para controlar la fuga provocaron que la policía capitalina acordonada la zona y cerrará los carriles centrales del Viaducto y el Eje 3 Oriente, Eduardo Molina hasta las 3 de la mañana que fue controlada la emergencia.

El fuerte olor a gas que se quedó impregnado dentro del hospital ocasionó que al menos 30 personas que se encontraban en urgencias pidieran sus altas voluntarias y los pacientes graves que llegaban al hospital en ambulancias fueron canalizados a otros nosocomios.

Finalmente, la fuga fue controlada a las 3 de la mañana del miércoles y al no existir un riesgo para la población los carriles centrales de Viaducto fueron abiertos a la circulación quedando solamente los carriles laterales cerrados en dirección al Aeropuerto donde continúan los trabajos de personal de gas natural para reparar el tubo.

Fuente: Excelsior.com.mx 04 de septiembre del 2019



4- Por falta de precaución de empleados de Pemex, explotaron ductos de gas natural en Tamaulipas.

Una tubería de gas natural explotó en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, causada por la falta de precaución de trabajadores de la empresa Cenegas S.A. de C.V., quienes realizaban perforaciones para la creación de un tren pluvial.

De acuerdo al reporte de las autoridades locales, los hechos se registraron alrededor de las 07:45 horas, en la colonia Unidad Obrera, cuando los empleados golpearon accidentalmente un ducto de 12 pulgadas, provocando una enorme fuga de gas.

Posteriormente, a las 9:20 horas, se inició una flama como consecuencia del acumulamiento de gas. De manera inmediata bomberos, personal de Secretaría de la Defensa Nacional (Sedena), de Petróleos Mexicanos (Pemex), además de autoridades municipales, se movilizaron para sofocar el fuego, mientras que personal de la Secretaría de Seguridad Pública desalojó a más de 80 personas, entre ellas, empleados de un gas estacionario cercano. Además, se suspendió el servicio de luz en las colonias 16 de septiembre y Unidad Obrera para posteriormente acordonar un kilómetro a la redonda, en ambos sentidos del bulevar Luis Donaldo Colosio.

Horas más tarde, a través de un comunicado el mismo municipio se confirmó que el incendio fue sofocado gracias a que todo el personal que participó realizó un anillo y cortó el suministro, notificando que solamente iba a estarse quemando el residuo de gas que había quedado en la tubería afectada.

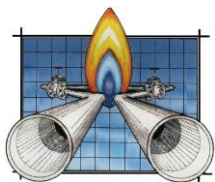
No se reportaron daños humanos y las personas evacuadas regresaron inmediatamente a sus viviendas. “La situación retorna a la normalidad”, publicó el municipio en redes sociales.

El Centro Nacional de Control de Gas S.A de C.V (CENAGAS), es una empresa propiedad de Pemex, la cual provee de gas natural a maquiladoras de la zona.



Foto 4. Explosión causada por maquinaria.

Fuente: Infobae.com. 29 de diciembre del 2019



5- Explosión en Gasoducto de PEMEX en el estado de Tabasco.

Una explosión se registró el 06 de abril del 2013, en un gasoducto de 16”Ø, a la altura del rancho “Águiles Serdán”, en la localidad La Venta, municipio de Huimanguillo, Tabasco, con saldo de tres heridos, reportaron Pemex y autoridades locales.

La paraestatal, precisó que el incendio se presentó en el gasoducto de 16”Ø Cinco Presidentes, del complejo procesador de gas La Venta, a la altura de la carretera vecinal a Villa La Venta, en el municipio referido.

La explosión, fue ocasionada por el *golpe de una retroexcavadora* de la empresa privada FIRESA.

Como consecuencia de este hecho, resultaron lesionados tres trabajadores de la compañía privada, de los cuales en un principio uno de ellos permanecía desaparecido, pero fue hallado sin mayores consecuencias.

Así mismo, confirmó que una retroexcavadora, una motocicleta y un vehículo resultaron quemados como consecuencia de la explosión.

Por su lado, personal de operación de pozos e instalaciones de Petróleos Mexicanos (PEMEX) procedió a bloquear las válvulas de seccionamiento. La Venta 80 y Margen Derecha del Río Chicozapote, y a suspender el bombeo de las Baterías de Separación Cinco Presidentes 1, 2 y Rodador, indicó la empresa petrolera.

Protección Civil evacuó a personas cercanas al lugar de la explosión para trasladarlas a un lugar seguro. El incendio fue controlado totalmente antes del mediodía.

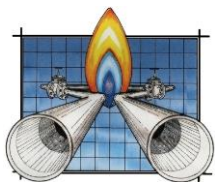
Por separado, autoridades locales de Huimanguillo informaron que los heridos fueron trasladados por una ambulancia de servicios comunitarios a una clínica de dicho municipio colindante con Veracruz.

El flamazo dañó aproximadamente 80 m² de pastizales y como medida preventiva Pemex acordonó el sitio donde se registró la conflagración, en un operativo en que participaron militares y personal de Seguridad Física de Pemex, Protección Civil y Tránsito Municipal.



Foto 5. Chorro de fuego a causa de la fuga de gas natural en el municipio de Huimanguillo, Tabasco.

Fuente: [La Crónica.com.mx](http://LaCrónica.com.mx). 07 de abril del 2013



6- Explosión en Gasoductos de PEMEX, en el municipio de Pedro Escobedo, Estado de Querétaro.

Seis trabajadores de PEMEX resultaron heridos al ocurrir una explosión mientras trabajaban controlando la fuga de un gasoducto en el municipio de Pedro Escobedo.

La fuga fue detectada a la altura de la comunidad Las Postas, en un ducto de 14”Ø correspondiente al tramo Cactus-Guadalajara, tras un percance ocasionado por una retroexcavadora que operaba en el lugar instalando equipo de riego.

Unos 200 pobladores de la localidad fueron evacuados y concentrados en un albergue habilitado en el auditorio municipal de Pedro Escobedo, además de que fueron cerradas las Válvulas de Seccionamiento (V.S.), que permiten la circulación del gas por ese tramo y personal del sector Ductos de Salamanca y de Petroquímica acudieron a efectuar las reparaciones necesarias, según informó la paraestatal.

Dos días después se reportó la situación bajo control y la gente volvió a sus actividades normales. Sin embargo, más tarde un grupo de trabajadores permanecía efectuando tareas para concluir con la reparación del gasoducto, cuando se produjo el flamazo, aparentemente por un error de los mismos técnicos.

En un comunicado, Pemex confirmó que ya no existe riesgo para la población de la zona según los monitoreos efectuados, pero adjudicó a una falta de seguridad y errores de protocolo el percance ocurrido a los trabajadores.

Fuente: Proceso.com.mx. 28 de marzo del 2013

7- Fuga de gas e incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco.

La fuga de gas natural fue ocasionada por el golpe de una retroexcavadora de la empresa Cobra Construcciones, que realizaba trabajos en el área, sin el permiso de Pemex, indicó la paraestatal en un comunicado emitido posterior al evento.

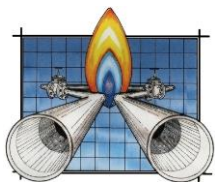
El funcionario precisó que a poco más de 24 horas del incidente, el riesgo comenzó a ceder, ya que la presión de salida de gas bajó de 36 kg/cm² a 10 kg/cm², mientras que el tamaño de la flama pasó de 30 metros de altura a 4 m.

El incidente, ocurrió alrededor de las 18:30 horas, pero el flamazo se dio a las 23:00 horas. Un bombero y un empleado de la compañía Infraestructura Carretera quedaron con heridas leves.

Luego del estallido, las autoridades evacuaron la comunidad de Corralillos y cerraron la autopista México-Morelia, a la altura del kilómetro 461. Los evacuados fueron llevados a la Casa de la Cultura del municipio de Zapotlanejo.

En tanto, Pemex informó que personal especializado atendió el incendio ocasionado por la ruptura del ducto de 14”Ø (35 cm).

Pemex anunció que el abasto de combustible estuvo garantizado en todo momento, ya que solo se suspendió el flujo en el tramo Abasolo-Guadalajara, mientras que continuó en operación otro gasoducto que va de Cactus, Chiapas, a Abasolo, Guanajuato, ya que la única terminal de distribución de Pemex-



Gas afectada fue la de Guadalajara, pero ésta cuenta con suficiente producto almacenado para cumplir con su programa de distribución.



Fotos 6 y 7. Incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco, debido a una fuga de gas natural.

Fuente: CNN México. 19 de octubre del 2012

8- Fuga de Gas Natural en Gasoducto ubicado en Ecatepec, Estado de México.

Una fuga de gas natural se registró frente al centro comercial Las Américas el día 05 de septiembre del 2011, por lo que se evacuaron a huéspedes y personal de dicho centro comercial y un hotel ubicado dentro del perímetro de afectación.

De acuerdo con los primeros reportes generados, una de las máquinas que son utilizadas para la construcción de un puente peatonal, ubicado sobre la avenida Central, rompió uno de los ductos que conducen gas natural, propiedad y administrado por la empresa MAXIGAS, así lo indicó el gobierno municipal de Ecatepec, estado de México.

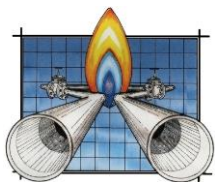
Para evitar riesgos mayores las autoridades cerraron la circulación de la avenida Central frente al centro comercial Las Américas.

Al lugar acudieron de inmediato elementos del cuerpo de bomberos y Protección Civil, así como de la policía estatal y municipal para tratar de reparar la fuga en uno de los ductos de conducción del gas natural.

Fuente: Periódico El Universal, 06 de septiembre del 2011

9- Fuga en Gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de Las Chiapas, Veracruz.

El 21 de octubre del 2011, personal activo de Pemex Exploración y Producción (PEP), controló una fuga de gas natural que se presentó en el gasoducto de 6" Φ que va de la Estación de Compresores El Plan, a la Batería Los Soldados, ubicado en el kilómetro 3 dentro del municipio de Las Chiapas, Veracruz.



Personal de Mantenimiento a Ductos del Sector Operativo El Plan, procedió a bloquear las válvulas, dejando la línea fuera de operación, y realizar la reparación correspondiente, así como la restauración del área afectada.

Asimismo, personal de Seguridad Física acordonó el lugar en coordinación con personal militar de la Base de Operación El Plan, como medida preventiva.

PEMEX Exploración y Producción realizó el análisis de integridad mecánica para determinar la causa del incidente, y declaró que no hubo lesiones en el lugar ni afectaciones por intoxicación.

Fuente: Periódico Excelsior, 22 de octubre del 2011

10- Fuga en Gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de San Pedro de las Colonias, Coahuila.

El día 25 de enero del 2011, personal especializado de Petróleos Mexicanos (PEMEX) controló una fuga de gas natural detectada en el kilómetro 283+007 del gasoducto de 18”Φ Monterrey, N.L. - Chávez, Coahuila ubicado en las inmediaciones del municipio de Francisco I. Madero, en el estado de Coahuila.

Al tenerse conocimiento de los hechos, de inmediato los técnicos de la paraestatal procedieron a sacar de operación el gasoducto para realizar los movimientos operativos e iniciar los trabajos de reparación del ducto. Personal del Sector Torreón de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en coordinación con autoridades de Protección Civil, Bomberos y la Dirección de Seguridad Pública de San Pedro de las Colonias, trabajaron conjuntamente para la atención, control y erradicación del incidente.

Como medida preventiva, se determinó necesaria la evacuación de dos empresas maquiladoras, además de dos instituciones educativas de nivel medio superior y superior.

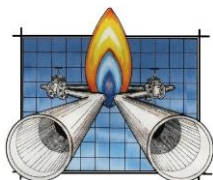
Fuente: Periódico El Universal, 26 de enero del 2011

11- Fuga en Gasoducto propiedad de PEMEX en Cosamaloapan, Veracruz.

El 24 de agosto del 2011 se generó una fuga de gas natural en los pozos de PEMEX que atraviesan el ejido Fernando López Arias, ubicado a 15 km de la cabecera municipal de Cosamaloapan, Veracruz.

La fuga se originó en la tarde del miércoles 24 de agosto, en una válvula en el Pozo de PEMEX denominado “CEHUALACA”, Protección Civil Municipal recibió el reporte de parte de habitantes que se encontraban muy alarmados, también se informó a Protección Civil del Estado, para que se tomaran las medidas conducentes con dicha paraestatal, ya que el objetivo fundamental de Protección Civil es la salvaguarda de la integridad física de la población, de su patrimonio y el entorno ambiental

Al lugar de la fuga, se presentó el Coordinador regional de protección civil, la unidad Municipal de Protección Civil Cosamaloapan, acudiendo posteriormente personal de PEMEX-PGPB encargado de Producción de Campo Alquimia.



La fuga de gas se controló por la mañana del jueves siguiente, realizando el personal de PEMEX-PGPB los trabajos de cierre de ductos y mantenimiento pertinentes.

Fuente: Periódico Vanguardia

12- Fuga en Gasoducto propiedad de PEMEX en la ciudad de Pachuca, Hidalgo.

El 30 de Noviembre del 2010, Petróleos Mexicanos (PEMEX) puso bajo control una fuga de gas natural que se había registrado en un gasoducto de 6"Φ en el tramo que corre de Ranchería - Minera Autlán en el kilómetro 39, dentro del municipio de Villas de Tezontepec en el estado de Hidalgo.

A través del área de comunicación social de la paraestatal, se informó que la fuga fue ocasionada por un acto vandálico y pudo ser detectada durante los trabajos de control que realiza PGPB.

Explicó que la perforación en el ducto y artefactos se dio durante los trabajos que realizaron personas ajenas a la dependencia para la instalación de una toma clandestina. Como medida de seguridad se suspendió de manera momentánea la operación del ducto afectado.

A fin de evitar algún riesgo a la población, se bloquearon las válvulas de bombeo y se disminuyó la presión del fluido para proceder a su reparación. Se destacó la importancia de mantener la vigilancia en la red nacional de ductos a cargo del personal de seguridad de PEMEX-PGPB.

Fuente: Periódico Vanguardia, 01 de diciembre del 2010

13- Fuga en Gasoducto ubicado en el Distrito Federal.

El día 10 de mayo del 2009, elementos del Cuerpo de Bomberos controlaron una fuga de gas natural que se presentó en el perímetro de la colonia CTM Culhuacán sección V, la cual provocó alerta entre los vecinos del lugar.

Reportes de Secretaría de Seguridad Pública del Distrito Federal (SSPDF) indican que los hechos tuvieron lugar en la zona que se ubica sobre la avenida Santa Ana, casi al cruce con Rosa María Sequeira, en la referida colonia de la delegación Coyoacán.

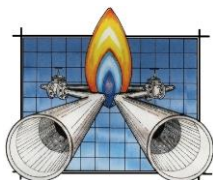
Fueron vecinos y peatones los que reportaron un olor a gas en la zona, por lo que al sitio se movilizaron bomberos y personal de Protección Civil, quienes ubicaron una fisura en un ducto alimentador de gas natural de 4"Φ.

La zona fue acordonada por la policía capitalina mientras se trabajaba para sellar el ducto de gas fracturado. La circulación vehicular se mantuvo abierta y sólo se restringió el paso en el carril de extrema derecha de Santa Ana, con dirección a la Escuela Naval Militar.

Reportes de la Secretaría de Protección Civil capitalina indicaron que como medida preventiva se desalojó a 65 personas de un edificio habitacional cercano y de un plantel de nivel preescolar.

La fuga fue controlada y no se reportaron intoxicaciones ni personas afectadas.

Fuente: Noticias Terra TV, 11 de mayo del 2009



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

14- Fuga de Gas Natural en Gasoductos de PEMEX, en el Estado de Veracruz.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) informó que a las 2:00 a.m. del día 10 de septiembre del 2007, el sistema SCADA detectó una pérdida de presión inusual en seis puntos de diferentes ductos en el estado de Veracruz ocasionados por actos premeditados, por lo que de inmediato suspendió el suministro de gas natural en dichas líneas. La baja de presión fue ocasionada por explosiones en los siguientes puntos:

1. Válvula de Seccionamiento (V.S.) del gasoducto de cuarenta y ocho pulgadas de diámetro (48"Φ), que coincide con Gas Natural de Cactus - San Fernando, a la altura del municipio La Antigua, sin que se presentara incendio. Sin embargo, por motivos de seguridad, Protección Civil estatal realizó la evacuación de los habitantes que se encontraban cerca del evento,
2. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 48"Φ, a la altura del Río Actopan, en el cual se registró un incendio,
3. Trampa de diablos del gasoducto de 48"Φ, Cempoala - Santa Ana, a la altura de Delicias, Tlaxcala, en la cual no se presentó incendio,
4. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el gasoducto de 30"Φ, de Minatitlán Veracruz - México D.F. y en el ducto de 24"Φ Cactus, Chiapas – Guadalajara, Jalisco,
5. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 30" (Minatitlán, Veracruz – México, D.F.), además del ducto de 24" Φ (Cactus – Guadalajara), poliducto de 12"Φ y oleoducto de 24"Φ en el Municipio La Balastrea, donde se presentaron incendios debidos a las fugas,
6. Cruce aéreo Algodonera en el gasoducto de 30"Φ, Minatitlán – México, D.F., poliducto de 12"Φ y Oleoducto de 30"Φ, en los cuales se presentó incendio.

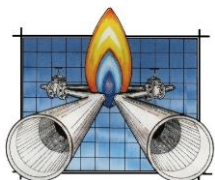
Sin embargo, cabe mencionar que cada una de las situaciones de emergencia fue controlada oportunamente por personal de la paraestatal, además de protección civil estatal y municipal.

**Fuente: Frente de Trabajadores de la Energía de México.
FTE México Energía**

A continuación, se presenta a manera de resumen los accidentes e incidentes relacionados a las actividades que se pretenden desarrollar en el presente Proyecto:

Tabla 1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

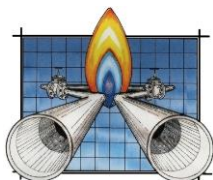
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
ND	San Pedro Garza García, Nvo. León	Gasoducto de 12" Ø	Gas Natural	Explosión e incendio	Debido a una fuga de agua que reblandeció la tierra y ocasionó la caída de un poste de energía eléctrica sobre el gasoducto.	ND	ND
2019	Celaya, Gto.	Ducto	Gas Natural	Explosión e incendio	Golpe por maquinaria pesada	Personal lesionado	Desalojo de escuela



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
							primaria cercana.
2019	Ciudad de Mexico	Ducto de 4"	Gas Natural	Fuga	Golpe al ducto por trabajos de reencarpetado de asfalto.	N/D	Desalojo de trabajadores y la gente que se encontraba en el patio de urgencias fue ingresada al hospital
2019	Reynosa Tamaulipas	Ducto de 12"	Gas Natural	Fuga e incendio	Golpe por maquinaria pesada	Suspensión del servicio de luz	Evacuación de más de 80 personas
2013	Huimanguillo, Tabasco	Gasoducto de 16" Ø	Gas Natural	Explosión e Incendio	Debido a un golpe de una retroexcavadora de la empresa privada FIRESA	80 m ² de vegetación afectada.	Cierre de válvulas de seccionamiento y suspensión del bombeo de las Baterías de Separación.
2013	Pedro Escobedo, Querétaro	Gasoducto de 14" Ø	Gas Natural	Explosión	Debido al golpe por una retroexcavadora que operaba en el lugar instalando equipo de riego.	ND	Cierre de Válvulas de Seccionamiento
2012	Zapotlanejo, Jalisco	Gasoducto de 14" Ø	Gas Natural	Explosión e Incendio	A causa de un golpe por una retroexcavadora de la empresa Cobra Construcciones que realizaba trabajos en el área sin el permiso de Pemex	ND	Suspensión del flujo de gas en el tramo Abasolo-Guadalajara
2011	Ecatepec, Edo. de México.	Gasoducto	Gas Natural	Fuga	Debido a un golpe por una máquina utilizada la construcción de un puente peatonal	N/D	N/D
2011	Las Choapas, Veracruz.	Gasoducto de 6" Ø	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	Cierre de Válvulas de Seccionamiento
2011	San Pedro de las Colonias, Coahuila	Gasoducto de 18" Ø	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	N/D



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2011	Cosamaloapan, Veracruz.	Gasoducto	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	Cierre de ductos y mantenimiento o pertinentes
2010	Pachuca, Hidalgo.	Gasoducto de 6" Ø	Gas Natural	Fuga	Perforación del ducto ocasionado por un acto vandálico	N/D	Bloqueo de válvulas de bombeo y disminución de la presión del fluido
2009	Distrito Federal	Gasoducto de 4" Ø	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	N/D
2007	Veracruz	Válvula de Seccionamiento	Gas Natural	Incendio y Explosión	N/D	N/D	N/D
2000	El Paso, New México, USA	Gasoducto	Gas Natural en estado líquido	Incendio y explosión	Fractura en tubería, originada por sobre presión, debido a una reducción severa de espesor de pared de la tubería	Cráter de 16 m en suelo. Muerte de 12 personas	N/D

III.1.3 Listas de Verificación.

La Lista de Verificación se basa en el desarrollo de una lista de puntos de un estándar o procedimiento para verificar el estado con lo que debe contar un sistema para el funcionamiento y operación segura.

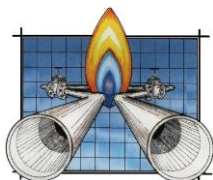
Es sencilla, rápida y fácil de aplicar, no se requiere personal con mucha experiencia.

Para la elaboración de la lista de verificación, se debe delimitar el alcance del estudio, de acuerdo con la etapa correspondiente del proyecto.

Análisis de Riesgos/Peligros en los procesos.
Parte 1 Metodologías. Sergio Garza Ayala.

Por lo anterior, el análisis preliminar de riesgos realizado al presente proyecto, mediante la metodología de lista de verificación, se basó en la **NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”**. Esta norma es la base del diseño bajo la cual está regido el Proyecto.

La **NOM-003-ASEA-2016** establece requisitos para todas las etapas del ciclo de vida de una instalación, en este caso, el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería de diseño para construcción, por lo que se le aplica el capítulo 5 “Diseño”.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Con los requisitos normativos considerados en el numeral 5. Diseño se evalúa el cumplimiento de las siguientes instalaciones:

1. Gasoductos que conforman el sistema de distribución.
2. Estaciones de Regulación y Medición (ERMs) de los clientes,

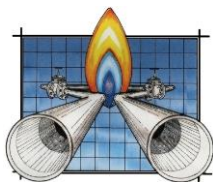
En la siguiente tabla se muestran la distribución de requisitos con los que el sistema cumple y los no aplicables.

Tabla 2 Resultados de la aplicación de la Lista de Verificación.

Sección del Capítulo 5. Diseño	No. de Cumplimientos	No. de Incumplimientos	Numerales No Aplicables
5.1 Tuberías	7	0	6
5.2 Accesorios	2	0	10
5.3 Materiales y Equipos	4	0	1
5.4 Documentación	7	1	1
5.5 Dictamen de Diseño ¹	--	--	--
Totales:	20 (52%)	1 (2%)	18 (46%)

En el **Anexo 5**, se adjunta la **Lista de Verificación**; donde se pueden consultar los resultados obtenidos de la aplicación de la presente metodología preliminar.

¹ En lo que respecta al Dictamen de Diseño, GNN aún no cuenta con el documento, sin embargo, lo obtendrá una vez que se cuente con la Ingeniería Básica Extendida del Proyecto.



III.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS.

Los Análisis de Riesgo involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

La identificación de los riesgos permite determinar las localizaciones, rutas, características y cantidad de materiales de fuentes potenciales de accidentes por explosión, incendio, fuga o derrame de una sustancia peligrosa. Esto lleva a la formulación de escenarios fundamentales de accidentes, que requieren una mayor consideración y análisis.

El análisis probabilístico permite identificar la verosimilitud de ocurrencia del accidente para examinar y priorizar los escenarios de accidentes potenciales en términos de su probabilidad de ocurrencia.

La evaluación de las consecuencias e impactos asociados con la ocurrencia de los escenarios identificados de accidentes es el proceso denominado Análisis de Consecuencias. Este paso permite una comprensión de la naturaleza y gravedad de un accidente y permite un análisis y priorización de los escenarios en términos del impacto potencial del daño en la gente y las instalaciones.

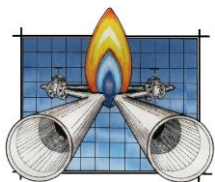
La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo total, que a la vez logre el desarrollo y preparación de un plan de emergencias.

Para la identificación de los riesgos involucrados en el proceso del Proyecto, se analizarán las condiciones de operación de las instalaciones que conforman la instalación, para lo cual, se cuenta con los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), Filosofías de Operación (FOP), Descripción Detallada del Proyecto (DDP), así como de la Memoria Técnico – Descriptiva (MTD).

En base al análisis de falla, se identifican aquellos puntos vulnerables donde exista mayor probabilidad de riesgo de que ocurra un evento no deseado, los cuales estarán dados principalmente por tuberías de conducción de combustibles, válvulas, medidores de flujo, uniones e interconexiones, las cuales son sistemas e instrumentos expuestos a fallas por rotura, por desgaste o por simple defecto de fabricación o construcción, además de que el riesgo aumenta si éstos no son conservados debidamente por la efectiva aplicación de un programa de mantenimiento y la supervisión constante de los mismos, sin descartar fallas por el factor humano, vandalismo o fenómenos naturales.

Aunado a lo anterior, se analizan las situaciones donde la presencia de algún evento externo no deseado, como una explosión o un incendio se puedan generar, mismas que afecten directa o indirectamente a las instalaciones internas y externas del mismo, y por ende se desencadene un evento mayor, con mayores repercusiones a la infraestructura de la zona y daños al medio ambiente (efecto dominó).

- Garza Ayala, Sergio. (2015) *Análisis de Riesgo Peligrosos en los Procesos, Parte 1: Metodologías*. (1ª. Ed) Monterrey, NL.: Dinámica Heurística, S. A. de C. V.
- Hyatt, Nigel. (2004) *Guidelines for Process Hazards Analysis, Hazards Identification and Risk Analysis*. (1ª. Ed) DYADEM Press
- Storch de Gracia, J. M. (1998) *Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Fundamentos, evaluación de riesgo y diseño*. Volumen 1. (1ª. Ed) España.: McGraw-Hill/Interamericana de España, S. A. U.
- Storch de Gracia, J. M. (1998) *Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Fundamentos, evaluación de riesgo y diseño*. Volumen 2. (1ª. Ed) España.: McGraw-Hill/Interamericana de España, S. A. U.



Cabe mencionar, que todas las técnicas de evaluación de riesgos comparten la meta de identificar peligros en el proceso de manera sistemática y proporcionar un análisis preliminar, dando la primera fase del estudio. Las técnicas comúnmente usadas para esta evaluación deben cumplir los requerimientos de análisis de riesgo contemplados en la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), EPA (Environmental Protection Agency) y la CMA (Chemical Manufacturers Association), así como en Literatura especializada como Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition.

Con el objetivo de evaluar el riesgo en caso de presentarse incidentes en la operación del Proyecto, las técnicas de identificación de riesgos a emplearse estarán en función de la instalación y del tipo y complejidad del proceso, por lo que se determinó la aplicación de la metodología HazOp y What if?, con el fin de emitir recomendaciones tendientes a controlar y prevenir incidentes, mitigar las consecuencias para evitar pérdidas humanas, daños a la salud, a las instalaciones/producción y al medio ambiente.

III.2.1 Consideraciones para el Análisis Cualitativo de Riesgos.

Las técnicas de identificación de riesgos empleadas están en función de la instalación y del tipo de proceso, por lo que el Grupo Interdisciplinario de Expertos (GIE) determinó la aplicación de la metodología HazOp para la evaluación de riesgos en la Estación de Regulación y Medición Tipo 01 (ERM-01) y aplicar un Análisis ¿Qué pasa si...? (What if) para los gasoductos de 6" AC.

La jerarquización de riesgos se desarrolló mediante la aplicación combinada de estas técnicas con las matrices propuestas en la Guía para la elaboración de los Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) de la ASEA.

A) Información empleada en el Análisis Cualitativo de Riesgos.

Para la elaboración ARSH se empleó principalmente, la siguiente información en su etapa de Ingeniería de Detalle (IDD) Aprobada para Construcción:

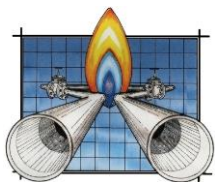
Memoria de Cálculo de la ERM-01.

Memoria de Cálculo de los gasoductos que conforman el proyecto.

Filosofía de Operación de la ERM-01.

Diagramas de Flujo de Proceso (DFPs).

Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs).



III.2.2 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP)

El método HAZOP (**HAZ**ard and **OP**erability “Riesgo y Operabilidad”) o análisis de Riesgo y de Operabilidad se concentra en una metodología mediante un enfoque sistemático para identificar tanto riesgos como problemas de operabilidad. Aunque la identificación de riesgos es el tema principal, los problemas de operabilidad se examinan, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El análisis de operación y riesgo HAZOP, es el método más amplio y reconocido para realizar un análisis de riesgo en procesos industriales. Es un estudio que identifica cada desviación posible de un diseño, de una operación o de una afectación cualquiera, además de todas las posibles causas y consecuencias que pueden ocurrir en las condiciones más adversas para el proceso, siendo así, éste sirve para identificar problemas de seguridad y mejorar la operabilidad de una instalación industrial.

Un HAZOP es realizado por un equipo multidisciplinario que incluye típicamente lo siguiente:

- ✓ Líder – el individuo al que se le da la responsabilidad de la terminación del HAZOP
- ✓ Facilitador - debe ser un facilitador de HAZOP entrenado para este fin y aprobado por el ingeniero de seguridad del sitio
- ✓ Producción (normalmente ingeniero de operaciones)
- ✓ Mantenimiento (normalmente el ingeniero de la planta)
- ✓ Ingeniero de Sistemas de Control
- ✓ Operaciones (un operador o un técnico)

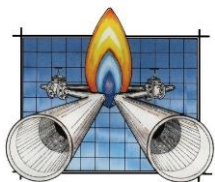
La selección de los participantes mencionados es flexible, y depende del contenido del material a revisar, por ejemplo, si no hay sistemas de control, el técnico de control de proceso no se requiere. Otros recursos tales como un químico, un ingeniero de seguridad del sitio, un mecánico, o algún otro especialista pueden ser utilizados para todo el estudio o para solo parte de este.

El HAZOP fue realizado bajo el siguiente procedimiento:

1. Selección de nodos.

El proceso se analiza seccionándolo en partes discretas o nodos. Un nodo es generalmente una línea o un recipiente o un procedimiento. Los nodos deben ser bastante pequeños para ser manejables, y a la vez lo bastante grandes para reducir la duplicación y hacer buen uso del tiempo.

2. Registre la intención, los parámetros de diseño y las condiciones de proceso. Es decir, parámetros de diseño del equipo, condiciones de operación normales y máximas. Esto incluye típicamente la temperatura, la presión, la composición, el nivel, el flujo, etc.
3. Repase con el equipo la matriz de desviación preparada previamente para este nodo y agregue otras desviaciones si es necesario.
4. Identificar las causas o las razones por las que las desviaciones pueden ocurrir. Las causas deben ser locales en el origen, es decir, originan en el nodo bajo evaluación. Con el nodo de la alimentación o de la fuente, considere causas en aguas arriba. Donde no haya causas identificadas escribir "ninguna causa".



El estudio del HAZOP sólo considera eventos causales únicos (errores o fallas). Escenarios que requieran de analizar dos fallas separadas, dos errores de operador o una falla más un error son considerados “doble falla” y no son considerados normalmente durante un estudio de HAZOP.

Los drenes y válvulas que están normalmente cerradas, y con tapones o bridas ciegas, no son considerados fuentes de fugas. Similarmente, medidores reemplazables localizados en las tuberías con válvulas de raíz no son consideradas fuentes de fuga, si el procedimiento estándar requiere verificar que la válvula esté cerrada y el sistema al cual está conectado ya sea que este despresurizado o bien que no surja ningún riesgo debido a una fuga, o la apertura de dos válvulas en serie simultáneamente no es considerada una causa creíble para la fuga o mezcla de fluidos, etc.

La Causa deberá estar en el Nodo en cuestión.

5. Identifique las consecuencias o los resultados de las desviaciones asumiendo que los controles básicos de proceso fallan y las salvaguardas no existen. Considere las consecuencias fuera del nodo así como en el interior. Si no hay consecuencias de que preocuparse, escribir "ninguna consecuencia de preocupación".
6. Identifique la severidad de las consecuencias identificadas asumiendo que los sistemas básicos de control y los sistemas de protección fallan.
7. Identifique las capas adicionales de protección requeridas para reducir el riesgo a un nivel aceptable. Si el riesgo del peligro no se ha reducido a un nivel aceptable, la eficacia de las capas propuestas debe ser mejorada o capas adicionales deben ser agregadas según sea necesario.
8. Asigne una categoría a la consecuencia identificada.
9. Asigne una categoría a la probabilidad de ocurrencia de la consecuencia analizada, considerando esta vez los sistemas de control y/o capas de protección válidas, así como cualquier otro modificador de frecuencia que aplique.
10. Identifique las recomendaciones y asigne las responsabilidades. Donde esté clara una solución específica, deberá ser registrada como tal. Los equipos a menudo se detienen a intentar conseguir una recomendación. Es absolutamente apropiado que la recomendación sea investigar las medidas de protección apropiadas. Es también bueno redactar las recomendaciones que permitan una cierta flexibilidad, por ejemplo, diciendo: considerar tales y tal opción. La recomendación se debe escribir con bastante detalle para poder entender el intento sin el resto de la hoja de trabajo delante del lector.

Para la realización del análisis HAZOP se emplearon los siguientes Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs):

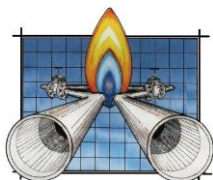


Tabla 3 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.

ID del Plano	Título (DTI)
GNN-Ver-Ver-RE-API-Ing_030621	Estación de Regulación y Medición Tipo 1 (ERM-01)

Para mayor detalle, **Ver Anexo 7.** DTIs de Proceso.

A. Nodos Seleccionados para el Desarrollo HAZOP.

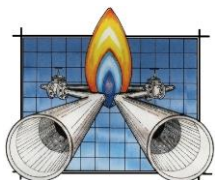
La delimitación de los nodos de estudio se definió en común acuerdo con los integrantes del equipo evaluador; se decidió dividir el sistema en 5 nodos mismos que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 4 Nodos Seleccionados.

Descripción	Intención	Condiciones de Diseño	Condiciones de Operación	TAGs de Equipos	Dibujo
1 Sistema de Filtración de la Estación de Regulación y Medición (Tipo 1). Comprende desde la tubería de entrada hasta la válvula HV a la salida de los Filtros Coalescentes.	Recepción y filtración del Gas Natural proveniente del Sistema de Transporte para suministro a los usuarios finales.	Presión: 500 psig Flujo: 9.73 MMSCFD	Presión máxima: 300 psig Presión mínima: 213 psig Flujo máximo: 9.73 MMSCFD Flujo mínimo: 4.53 MMSCFD Temperatura: 20°C	Válvula de Corte (XV) Junta Monoblock ANSI 300 Gasoducto 4" AC Grado X42 Filtro Coalescente: FC-001/FC-002	GNN-Ver-Ver-RE-API-Ing_030621
2 Sistema de Regulación y Medición de la ERM Tipo 1. Comprende desde la válvula HV a la salida de los filtros hasta la salida de la Estación.	Regulación y medición del Gas Natural entregado a los usuarios finales.	Presión: 500 psig Flujo: 9.73 MMSCFD	Presión máxima: 300 psig Presión mínima: 213 psig Flujo máximo: 9.73 MMSCFD Flujo mínimo: 4.53 MMSCFD Temperatura: 20°C	Válvula Reguladora: PCV-001/002 Medidor de flujo: FQT-001	GNN-Ver-Ver-RE-API-Ing_030621

En el **Anexo 8**, se incluye el Reporte del HAZOP.

Para establecer las Matrices de Riesgo (Risk Ranking) con la cual se calificaron y jerarquizaron las desviaciones identificadas en las Hojas de Trabajo del HAZOP, se asignaron niveles de CONSECUENCIAS de acuerdo a lo que indica la **Tabla 5**, así como la FRECUENCIA de falla de acuerdo a lo que establece la **Tabla 6**, con lo cual, mediante lo establecido en la **Tabla 7**, se determina el Nivel de Riesgo del nodo analizado.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Tabla 5 Consecuencias (en forma descriptiva).

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD)	Daños ala Instalación (USD)
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	>500´000,000	<500´000,000
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día a 1 semana.	>50´000,000 a 500´000,000	>50´000,000 a 500´000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención medica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	>5´000,000 a 50´000,000	>5´000,000 a 50´000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención medica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5´000,000	>500,000 a 5´000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación. El control es inmediato.	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

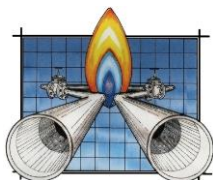


Tabla 6 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.

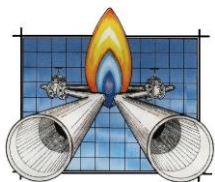
Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de ocurrencia	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un Año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 10 años.	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la Vida útil de la instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la Fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Tabla 7 Matriz de riesgos.

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6	B	B	A	A	A	A
F5	C	B	B	A	A	A
F4	C	C	B	B	A	A
F3	C	C	C	B	B	A
F2	C	C	C	C	B	A
F1	C	C	C	C	C	B

A continuación, se describe el significado de cada nivel de Riesgo:

- **No Tolerable “A”.** El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Muy Alto representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Medio o de preferencia a Bajo, en un lapso de tiempo menor a 90 días.
- **ALARP (As Low As Reasonably Practicable, por sus siglas en inglés) Tan bajo como sea razonablemente factible “B”.** El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.



- **Tolerable “C”.** El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

Los riesgos no tolerables se deberán considerar para establecer los objetivos de seguridad y salud ocupacional y los requisitos de las instalaciones, maquinaria, necesidades de capacitación y los controles operacionales para el control de riesgos, así como considerar las acciones requeridas de supervisión para asegurar la efectividad y oportunidad.

III.2.3 Análisis Qué Pasa sí...??

A. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.

Aunado a lo anterior, para el presente estudio se realizará una identificación de riesgos, utilizando el método What if (¿Qué pasa si...?), el cual tiene el propósito de identificar peligros, situaciones peligrosas o eventos accidentales específicos que pueden producir una consecuencia indeseable.

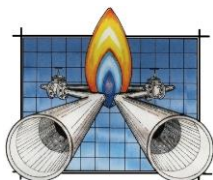
El análisis ¿Qué pasa si...? es una investigación creativa a manera de lluvia de ideas de un proceso u operación, conducida por un grupo de individuos experimentados, con capacidad para preguntar o enunciar dudas concernientes a eventos no deseables. No es inherentemente tan estructurado como otros métodos, tales como el estudio de peligro y operatividad (HAZOP) o el análisis de modos de falla y efectos (FMEA).

La metodología de análisis ¿Qué pasa si...? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo interdisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo apliquen.

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica, protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes.

Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos. Puede no haber un patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales.

Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solamente componentes de falla o variaciones de proceso.



B. DESARROLLO DEL WHAT IF...?

A través de la metodología de identificación de riesgos ¿Qué pasa si...? se analizó el tramo del Gasoducto de 6" AC, el cual fue identificado como Sistema 1.

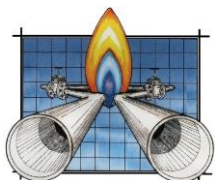
El análisis se realiza considerando que las desviaciones se puedan presentar en cualquiera de los tramos del gasoducto. El equipo evaluador, analizó y concluyó que las variaciones de las condiciones del terreno no ejercían influencia significativamente en los resultados del ¿Qué pasa si...?.

En la siguiente tabla se muestran los sistemas seleccionados para la evaluación e identificación de riesgos.

Tabla 8 Sistema Seleccionado

Sistema	Descripción	Dibujo de Referencia
1	Tramo Lineal del Gasoducto de 6" que corresponde a la interconexión de la ERM-01 con el Gasoducto de 8" AC.	GNN-Ver-Ver-RE-API-Ing_030621

Las hojas de trabajo del análisis ¿Qué pasa si...? se presentan en el **Anexo 9. What If.**



III.2.4 Jerarquización de Riesgos.

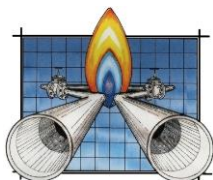
La jerarquización de riesgos se realiza conforme a los criterios establecidos en la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (ARSH), conforme a la designación de las categorías de Frecuencia (probabilidad) y Consecuencias (severidad) de los escenarios de Riesgo identificados en el Análisis HAZOP y What If.

Cabe mencionar que, para la asignación de los niveles de consecuencia, se consideró la no existencia de salvaguardas, protecciones o barreras; para el caso de la asignación de la frecuencia, si se tomaron en cuenta todas las salvaguardas y protecciones consideradas en el Proyecto conforme a la Ingeniería de Detalle aprobada para Construcción.

A continuación, se indican las categorías de frecuencia y consecuencia, empleadas para la determinación de los Niveles de Riesgo de cada desviación establecida en los Nodos estudiados.

Tabla 9 Tabla de Consecuencias.

Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
C6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	>500'000,000
C5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día a 1 semana.	>50'000,000 a 500'000,000
C4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención medica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	>5'000,000 a 50'000,000
C3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención medica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5'000,000



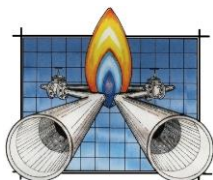
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
		lesiones o daños físicos.		
C2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación. El control es inmediato.	>50,000 a 500,000
C1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000

Tabla 10 Tabla de Frecuencias.

Clasificación	Categoría	Descripción	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un Año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 10 años.	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la Vida útil de la instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la Fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)



III.2.4.1 Matrices de Riesgo resultantes del HAZOP.

Tabla 11 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3				1.9.1 2.9.1	1.7.2	
F2			1.12.1 1.12.2 2.12.2		1.1.3 1.12.3 2.12.1 2.12.3	
F1						

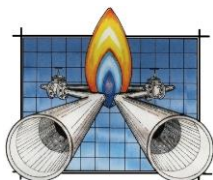


Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3			1.6.2 1.8.1 2.8.1			
F2		1.1.1 1.1.2 1.7.1 1.12.1 1.12.2 1.12.3 2.7.1 2.12.1 2.12.2 2.12.3	1.6.1 1.7.2 1.9.1 1.11.1 2.6.1 2.7.2 2.9.1 2.11.1	1.1.3		
F1						

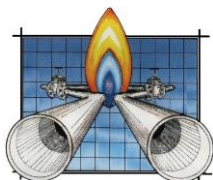


Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3				1.7.2 1.9.1 2.9.1		
F2		1.12.1 1.12.2 1.12.3 2.12.1 2.12.2 2.12.3		1.1.3		
F1						

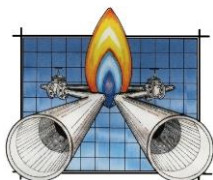


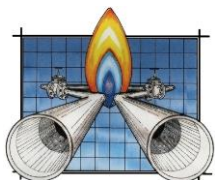
Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3		1.7.2 1.9.1 2.9.1				
F2	1.1.3	1.12.1 1.12.2 1.12.3 2.12.1 2.12.2 2.12.3				
F1						

De los 52 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 10 escenarios (19.2%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 22 escenarios (42.3%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 10 escenarios (19.2%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 10 escenarios (19.2%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 10 (19.2%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 42 (80.8%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable “C” y ningún escenario en la Zona de Riesgo No Tolerable.



III.2.4.2 Matrices de Riesgo resultantes del What If.

Tabla 15 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3					1.1.1	
F2	1.2.1	4.1.1	2.1.1 2.2.1 3.1.1 4.2.1	1.3.1 3.1.2	1.2.2 1.4.1	
F1						

Tabla 16 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3				1.1.1		
F2			1.3.1 2.1.1 2.2.1 3.1.1 3.1.2 4.1.1	1.2.2 4.2.1	1.2.1 1.4.1	
F1						

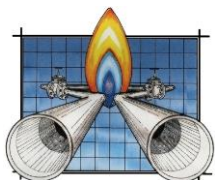


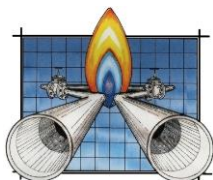
Tabla 17 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población.

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3		1.1.1				
F2	1.2.1	1.2.2				
	2.1.1	1.3.1				
	2.2.1	1.4.1				
	3.1.1	4.1.1				
	3.1.2	4.2.1				
F1						

Tabla 18 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal.

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3					1.1.1	
F2		2.1.1				
		2.2.1	1.3.1		1.2.2	
	1.2.1	3.1.1	4.1.1	4.2.1	1.4.1	
		3.1.2				
F1						

De los 44 escenarios de escenarios de riesgo evaluados mediante What If, 35 (79.5%) recaen en la zona de Riesgos Tolerables, 9 (20.5%) en la Zona de ALARP y ningún escenario en la zona de Riesgos No Tolerables.



III.2.5 Escenarios de Riesgo No Tolerables.

A continuación, se indica la relación de los escenarios de riesgo que fueron evaluados en el Análisis HAZOP y What If, considerando la jerarquización de mayor a menor conforme a los resultados de la Magnitud de riesgo de cada Escenario, la cual se define de la siguiente manera:

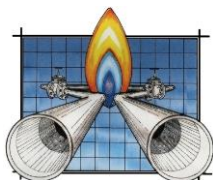
$$MR = F(C_{ma} + C_{ins} + C_{po} + C_{pe})$$

Donde:

- MR= Magnitud de riesgo del escenario
- F= Frecuencia
- C_{ma}= Consecuencias al medio ambiente
- C_{ins}= Consecuencias a las instalaciones
- C_{po}= Consecuencias a la población
- C_{pe}= Consecuencias al personal

Tabla 19 Niveles de Riesgo (A,B,C) resultantes del HAZOP por receptor de riesgo.

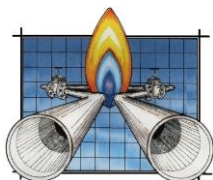
Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
		MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
1.7.2 Rotura del ducto de 12" aguas arriba de la ERM.	3	5	3	2	4	B	C	C	B	42	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.9.1 Apertura en falso de la válvula de drenado del Filtro Coalescente.	3	4	3	2	4	B	C	C	B	39	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.9.1 No se identificaron causas.	3	4	3	2	4	B	C	C	B	39	Sistema de Regulación y Medición	Gas Natural
1.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.12.3 Materiales fuera de especificación	2	5	2	2	2	B	C	C	C	22	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.12.1 Golpe externo	2	5	2	2	2	B	C	C	C	22	Sistema de Regulación y Medición	Gas Natural
2.12.3 Materiales fuera de especificación	2	5	2	2	2	B	C	C	C	22	Sistema de Regulación y Medición	Gas Natural
1.12.1 Golpe externo	2	3	2	2	2	C	C	C	C	18	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.12.2 Fuga de gas natural en uniones bridadas	2	3	2	2	2	C	C	C	C	18	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.12.2 Fuga de gas natural en uniones bridadas	2	3	2	2	2	C	C	C	C	18	Sistema de Regulación y Medición	Gas Natural



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
		MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
1.6.2 Incremento en la presión entregada por el Sistema de Transporte	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.8.1 Aumento del nivel de condensados en el filtro.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.8.1 No se identificaron causas	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sistema de Regulación Medición	Gas Natural
1.6.1 Cierre en falso de la válvula de esfera a la salida del filtro.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.6.1 Cierre de las válvulas XV a la salida del tren de medición.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sistema de Regulación Medición	Gas Natural
2.7.2 Taponamiento en los filtros aguas arriba del patín de medición.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sistema de Regulación Medición	Gas Natural
2.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sistema de Regulación Medición	Gas Natural
1.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la ERM.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sistema de Filtración	Gas Natural
1.7.1 Descontrol en la operación del gasoducto que alimenta a la ERM	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sistema de Filtración	Gas Natural
2.7.1 Apertura del tren de medición en stand by.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sistema de Regulación Medición	Gas Natural

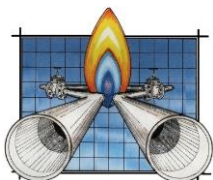


Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

III

Tabla 20 Niveles de Riesgo (A,B,C) resultantes del What If por receptor de riesgo.

Nodo	Causa del Escenario	F	C _{ma}		C _{ins}		C _{po}		C _{pe}		MR
1	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	3	5		4		2		5		48
1	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5		5		2		5		34
1	1.2.- Toma clandestina	2	5		4		2		5		32
1	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	2	3		4		2		4		26
1	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4		3		2		3		24
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4		3		1		2		20
1	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	2		3		2		3		20
1	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3		3		1		2		18
1	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3		3		1		2		18
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3		3		1		2		18
1	1.2.- Toma clandestina	2	1		5		1		1		16

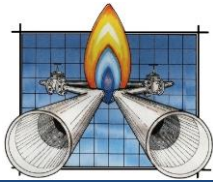


Índice

IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.....	2
IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.....	3
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.	4
IV.3.1 Relación de Escenarios de simulación y consideraciones de Simulación.	5
IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia.	12
IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.	13
IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.	13
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.	25

Índice de Tablas

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.....	6
Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.	7
Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados.	7
Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.....	10
Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.....	11
Tabla 6 Interacciones de Riesgo.	13
Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo.	14
Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1).....	18
Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2).....	20
Tabla 10 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc3).....	21
Tabla 11 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc4).....	23
Tabla 12 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc5).....	24



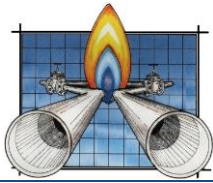
IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

Una vez concluido el análisis cualitativo de riesgo mediante análisis HAZOP, se han encontrado 10 causas de escenarios de riesgo ubicados en la región Tipo “B” definidos como ALARP, mientras que no se identificaron tipo “A” definidos como No tolerables.

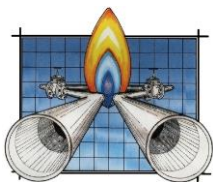
En el caso del análisis What If, se han encontrado 3 causas de escenarios de riesgo ubicados en la región Tipo “B” definidos como ALARP, mientras que no se identificaron tipo “A” definidos como No tolerables

Debido a que ningún escenario se localiza en la región de Riesgo No Tolerable, no se requiere el Análisis Detallado de Frecuencias, de acuerdo con lo indicado en la Guía para la elaboración del ARSH; por lo que se procedió a realizar únicamente el apartado de Análisis de Consecuencias.



IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.

No se desarrolla conforme a lo descrito en el apartado anterior.



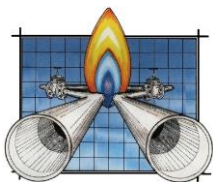
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.

Una vez desarrollado el Análisis Cualitativo de Riesgo donde se determinaron los escenarios de riesgo resultantes del HAZOP y What if, se realiza la elaboración del análisis de consecuencias, estos escenarios, los cuales se estructuraron conforme a lo especificado en el apartado 4.5.2.2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA.

De acuerdo a los resultados del análisis HAZOP y What if, no existe ningún escenario que se localice en la zona de riesgo “No Tolerable”; los escenarios identificados en la Zona de ALARP fueron los seleccionados para el análisis de detallado de frecuencias, en donde, con base a la experiencia del Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos, se determinó descartar los escenarios donde su frecuencia de ocurrencia era menor a 3; por lo que dentro del presente análisis se presentan los escenarios de la zona de ALARP con frecuencia de 3 o mayor, simulando para tal fin el Caso Más Probable (CMP), Peor Caso (PC) y Caso Alterno (CA), considerando además la experiencia técnica del equipo evaluador.

Una vez obtenido el listado de los escenarios de riesgo para la elaboración del análisis de consecuencias, estos fueron complementados de acuerdo con lo especificado en el apartado 4.5.2.2 de la Guía de la ASEA, así como con los requerimientos internos de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. por lo que a continuación, se mencionan las consideraciones generales para la simulación de los escenarios de riesgo:

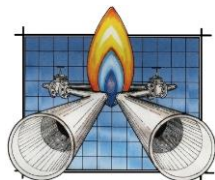
- La composición molar del gas natural utilizada conforme a lo establecido en las Hojas de Datos de Seguridad (HDSS).
- Se seleccionó la estabilidad B para el comportamiento de fuga en el día, considerando una temperatura promedio anual de 20.5°C y una humedad relativa de 50%, la cual es el promedio anual.
- Las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del producto: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill A-B. Además, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- Para el caso de la Dirección de fuga (se consideró una dirección Horizontal con respecto al suelo (70°) de fuga para representar máximas distancias de afectación por incendio y/o Explosión).
- El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la instalación para atención del evento peligroso. Dentro de los sistemas se tiene un sistema de cierre automático. El sistema automático corresponde con el sistema de paro de emergencia mandando a cierre las válvulas
- El flujo volumétrico de cada escenario simulado es el producto de la capacidad de cada componente.



- La duración de la fuga se considera constante con el fin de estimar las peores consecuencias, sin embargo, para fines de determinar el inventario de descarga, se consideró un tiempo de 60 segundos, considerando que es el tiempo de accionamiento para el cierre de válvulas de corte
- El flujo y las condiciones de operación son las máximas estimadas conforme a los Diagramas de Flujo y operación del proyecto.
- Los diámetros equivalentes de fuga fueron considerados con base a la experiencia del Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos y a los requerimientos internos de GNN, tal y como se muestran a continuación:
 - Peor Caso (PC): Rotura al 100% del DN del ducto.
 - Caso Alterno (CA): Rotura al 20% del DN del ducto.
 - Caso Más Probable CCMP): 0.75” para diámetros de 6” a 14”.
- La determinación de las Zonas de Amortiguamiento, Zona de Alto riesgo y Zona de Alto Riesgo a Equipo por Daño a Equipos, considera lo siguiente respecto a la GUIA de la ASEA.

IV.3.1 Relación de Escenarios de simulación y consideraciones de Simulación.

A continuación, se indica la relación de escenarios a simular, además de los datos empleados para la determinación del inventario y la tasa de descarga utilizados:



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

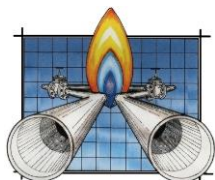
IV

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.

No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Tiempo de fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
1	PHA-Esc1-CMP-ERM-01	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM-01 debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	21	20	13.74	120 s	0.68	CMP
2	PHA-Esc2-PC-ERM-01	Rotura diametral del 100% en la tubería de 6" AC a la entrada a la ERM-01 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	6"	21	20	13.74	60 s	43.38	PC
3	PHA-Esc3-CA-ERM-01	Rotura diametral del 20% en la tubería de 6" AC a la entrada a la ERM-01 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	1.2"	21	20	13.74	60 s	1.74	CA
4	PHA-Esc4-PC-Dcto-6"	Rotura diametral del 100% del gasoducto de 6" AC debido a golpe o daño mecánico ocasionado por terceras partes.	B	6"	21	20	13.74	60 s	43.38	PC
5	PHA-Esc5-CA-Dcto-6"	Rotura diametral del 20% del gasoducto de 6" AC debido a golpe o daño mecánico ocasionado por terceras partes.	B	1.2"	21	20	13.74	60 s	1.74	CA

En el **Anexo 10**, se incluye la Caracterización de Escenarios de Riesgo.

¹ **RR**= Clasificación de Riesgo; **DEF**= diámetro Equivalente de Fuga



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Los criterios para la determinación de las áreas de riesgo (Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (ZARDE), Zona de Alto Riesgo (ZAR) y Zona de Amortiguamiento (ZA)), fueron los que establece la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos en su apartado 4.5.2.2 (Tabla 15), mismos que se indican a continuación:

Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.

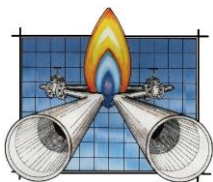
	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 psi a 10 lb/in ²	1.0 psi (0.070 kg/cm ²)	0.5 psi (0.035 kg/cm ²)

Los resultados obtenidos de acuerdo con el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo seleccionados por el grupo multidisciplinario a diferentes niveles (radiación térmica y sobrepresión) se describen a continuación.

Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados.

Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de Daño a Equipos*			
	Radiación Térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 lb/in ²)	Radiación Térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 lb/in ²)	Radiación Térmica		Sobrepresión	
					(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 lb/in ²)	(10 lb/in ²)
PHA-Esc1-PC-ERM-01	24.50	135.44	13.10	79.68	08.16	4.13	34.90	17.10
PHA-Esc2-CA-ERM-01	179.79	429.52	96.84	252.69	61.25	30.89	110.70	54.24
PHA-Esc3-CMP-ERM-01	38.48	147.03	60.65	86.50	12.97	06.85	37.89	18.57
PHA-Esc4-PC-Dcto-6"	179.88	429.52	97.01	252.69	61.51	30.16	110.70	54.24
PHA-Esc5-CA-Dcto-6"	38.57	147.03	20.82	86.50	13.23	07.08	37.89	18.57

Las Hojas de Resultados de la Simulación de los Escenarios de Riesgo se incluyen en el **Anexo 11**.



Modelación de Explosiones (Sobrepresión).

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego en la versión 2.1, el cual es un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, para estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales y apoyar en la capacitación y entrenamiento de personal, en el manejo de situaciones de emergencia.

Si partimos de la premisa que una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, entonces la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión.

El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

Modelación de Incendio.

Este modelo calcula y proporciona los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9.5 kW/m² y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m² de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros de la sustancia simulada:

- Peso molecular,
- Gravedad específica,
- Temperatura,
- Área del incendio.

El modelo asume que la velocidad del viento es insuficiente, como para mantener un área circular de fuego y que las personas expuestas no están protegidas completamente contra los efectos de la radiación térmica por el uso de cualquier ropa.

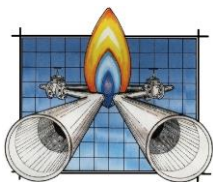
Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de estos, se utilizan los criterios dados por la Agencia de Seguridad Energética y Medio Ambiente (ASEA).

Para el caso de la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por la ASEA.

Inflamabilidad (radiación térmica).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 37 kW/m² (kilowatt por metro cuadrado) a 12.5 kW/m²,
- Zona de alto riesgo: 5 kW/m²,



- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1.4 kW/m^2 .

Explosividad (sobrepresión).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 10 psi (Libras por pulgada cuadrada) a 3 psi,
- Zona de alto riesgo: 1 psi,
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 0.5 psi.

Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en las instalaciones y su efecto en el medio ambiente.

El análisis de consecuencias busca determinar la magnitud de las consecuencias de un incidente peligroso, esto es, un acontecimiento que por lo general ocurre sin advertencia, durante un periodo corto y con efectos potencialmente serios en personas y propiedades.

En la práctica, el análisis de consecuencias atiende los siguientes factores:

- Término de la fuente,
- Dispersión,
- Efecto.

Factores de mitigación.

Término de la fuente. Es la evaluación de las características de la liberación peligrosa inicial, y es la base sobre la cual se construye el resto de la secuencia del análisis.

Dispersión. Los modelos de dispersión se aplican a escenarios de liberaciones al aire y se clasifican en términos de la diferencia en densidad entre el material liberado y la atmósfera.

Fuego y explosión. Se hace énfasis en peligros provenientes de liberaciones que causan radiación térmica e impactos de presión para poder estimar los efectos de éstos en personas y materiales.

Factores de mitigación. Estos modelos analizan datos para sistemas de aislamiento, barreras, procedimientos de evacuación y acciones evasivas durante accidentes.

Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas. La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

La radiación térmica es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente. En general, la piel resiste una energía térmica de 10 kW/m^2 durante aproximadamente 5 segundos y de 30 kW/m^2 durante sólo 0.4 segundos antes de que sienta dolor.

Para evaluar los efectos en un incendio, se tomarán como base los datos indicados en la siguiente tabla:

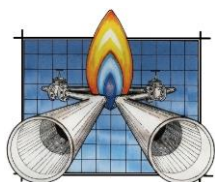


Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.

(kW/m ²)	Daño a equipos / materiales	Daño a personas
400	Máxima radiación tolerable por una pared de ladrillos.	-
200	Debilitamiento del hormigón armado.	-
60	Máxima radiación tolerable por el cemento.	-
40	Máximo tolerable por el acero estructural y el hormigón prensado. Destrucción de equipos y tanques.	-
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras.	100% de mortalidad en 1 minuto.
25	El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por la larga exposición, sin llama.	1% de mortalidad en 1 minuto. Lesiones significativas en 10 segundos.
12.5	Energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.	ZONA DE INTERVENCIÓN: máximo soportable protegido con trajes especiales, por tiempo limitado (ejemplo bomberos). Es más que conveniente, de todos modos, refrigerar a la persona expuesta a esta dosis. Sin trajes especiales, 1% de mortalidad en 1 minuto, quemaduras de 1er grado en 10 segundos.
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.	-
9.5		Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos, quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
8	-	Umbral de letalidad (1% de afectación) por incendio, para un tiempo de exposición de 1 minuto. Asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.
4	-	ZONA DE ALERTA: suficiente para causar dolor si la exposición es mayor a 20 segundos. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.5	-	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado.
1.39	-	No causará incomodidad en exposiciones prolongadas.

Formación de ondas de sobrepresión.

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

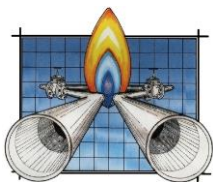
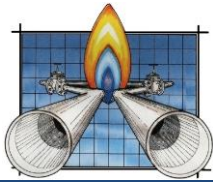


Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.

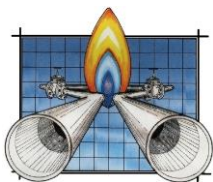
Sobrepresión (psi)	Daño esperado
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que ya se encuentren bajo tensión.
0.04	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al “boom” sónico.
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para fallas en vidrio.
0.30	Cierto daño en techos de casas, 10% de rupturas en vidrios de ventana.
0.40	Daño estructural menor limitado.
0.50 - 1.0	Normalmente ventanas despedazadas, algo de daño en los marcos de estas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.
1.0 – 2.0	Paneles de metal corrugado que fallan y se doblan. Implosión de paneles de madera para construcción.
1.0 – 8.0	Rango de lesiones de leves a serias debido a laceraciones de la piel por pedazos volantes de vidrio y otros misiles.
1.3	Ligera distorsión en marco de metal de edificios recubiertos.
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas.
2.0 – 3.0	Destrucción de muros de concreto no reforzado o de block prequemado.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.4 - 12.2	Rango de 1 a 90% de rotura de tímpanos entre las personas expuestas.
2.5	Destrucción del 50% del enladrillado casero.
3.0	Edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados en sus cimientos.
3.0 – 4.0	Edificios de panel de acero sin estructura arruinados.
4.0	Ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros.
5.0	Postes de madera arrancados.
5.0 – 7.0	Destrucción casi completa de casas.
7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
7.0 – 8.0	Falla en muros de ladrillo de 8 a 12” de espesor sin refuerzo debido a la flexión o desgarre.
9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga.
10.0	Posible destrucción total de edificios.
14.5 - 29.0	Rango de 1 ha 99% de fatalidades entre las personas expuestas debido a los efectos directos del estallido.
300	Formación de cráter.

Baker, W.E; Explosion Hazards and Evaluation
Lees, F.P.; Prevención de Pérdidas en Industrias de Procesos,
Vol. 1, Butterworths, London & Boston, 1980.



IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia.

La representación de los radios de afectación se incluye en el **Anexo 12**.



IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.

IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.

Para cada escenario de riesgo simulado se realiza un análisis y evaluación de posibles interacciones, en el probable caso de que estos se lleguen a presentar, considerando las áreas de interés, instalaciones, población, personal, ductos, cruzamientos, que se encuentren dentro de las Zonas de Alto Riesgo (ZAR y ZARDE) y Zona de Amortiguamiento, donde se consideró la probabilidad de ocurrencia de un efecto domino, se describe detalladamente las posibles afectaciones a los receptores de riesgo. (Personas, población, medio ambiente, instalaciones, etc.).

De igual manera se mencionan las medidas preventivas que son consideradas para evitar el evento o minimizar la probabilidad de que ocurra, donde se justifica la compatibilidad del proyecto con el entorno.

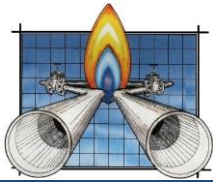
La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra.

Cabe hacer mención, que el gas natural no representa un riesgo significativo de contaminación para los cuerpos de agua como son lagunas, arroyos, ríos, etc.

Para todos los escenarios de consecuencias evaluados, se realiza la vulnerabilidad de los sitios, instalaciones o equipos que pueden sufrir alguna afectación (quedar a una distancia que cubra los radios de afectación obtenidos para el escenario correspondiente).

Tabla 6 Interacciones de Riesgo.

Escenario	Equipo del Proyecto donde se incide el Escenario	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				CHOF	ENC
PHA-Esc1-CMP-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		ERM-01	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Vegetación Natural	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Cuerpo de agua arroyo	121	--	ZA
PHA-Esc2-PC-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		ERM-01	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Vegetación Natural	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Cuerpo de agua arroyo	121	ZA	ZAR



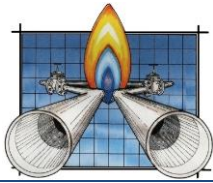
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Escenario	Equipo del Proyecto donde se incide el Escenario	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				CHOF	ENC
					ZA
		Localidad Lezama	240 a 425	--	ZAR ZA
PHA-Esc3-CA-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		ERM-01	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Vegetación Natural	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Cuerpo de agua arroyo	121	--	ZA
PHA-Esc4-PC-Dcto-6"	Gasoducto de 6" AC	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		ERM-01	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Vegetación Natural	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Cuerpo de agua arroyo	121	ZA	ZAR ZA
		Localidad Lezama	240 a 425	--	ZAR ZA
PHA-Esc5-CA-Dcto-6"	Gasoducto de 6" AC	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		ERM-01	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Vegetación Natural	0	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Cuerpo de agua arroyo	121	--	ZA

Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo.

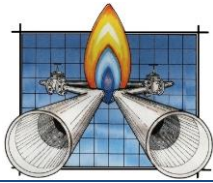
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
PHA-Esc1-CMP-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	8.16	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	58 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 59 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes.	Ningunas
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

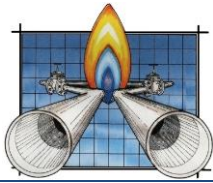
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Alto riesgo	Sobrepresión	34.9	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	60 Sistema NOVO	
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Radiación	13.10	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	79.68	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
PHA-Esc2-PC-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	31.25	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	3 Plan de Respuesta a Emergencias 26 Programa Interno de Protección Civil 27 Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) 30 Programa Anual de Capacitación 31 Procedimientos de Operación y Mantenimiento	Ningunas
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	110.70	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
			Alto riesgo	Radiación	96.84	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	252.69	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor	6		



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

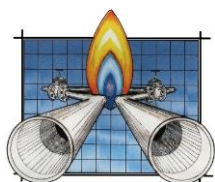
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						del gas natural)			
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
						Cuerpo de agua arroyo	121		
						Localidad Lezama	240 a 425		
PHA-Esc3-CA-ERM-01	Gasoducto de 6" AC a la entrada de la ERM	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	12.97	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	3 Plan de Respuesta a Emergencias 26 Programa Interno de Protección Civil 27 Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) 30 Programa Anual de Capacitación 31 Procedimientos de Operación y Mantenimiento	Ningunas
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	38.89	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
			Alto riesgo	Radiación	20.65	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	86.50	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
PHA-Esc4-PC-Dcto-6"	Gasoducto de 6" AC	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	61.51	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	3 Plan de Respuesta a Emergencias 26 Programa Interno de Protección Civil 27 Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) 30 Programa Anual de Capacitación 31 Procedimiento	Ningunas
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	110.70	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor	6		



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Alto riesgo	Radiación	97.01	del gas natural)		s de Operación y Mantenimiento	
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	252.69	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
						Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
						Cuerpo de agua arroyo	121		
						Localidad Lezama	240 a 425		
PHA-Esc5-CA-Dcto-6"	Gasoducto de 6" AC	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	13.23	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6	3 Plan de Respuesta a Emergencias 26 Programa Interno de Protección Civil 27 Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) 30 Programa Anual de Capacitación 31 Procedimientos de Operación y Mantenimiento	Ningunas
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	37.89	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
			Alto riesgo	Radiación	20.82	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor del gas natural)	6		
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		
				Sobrepresión	86.50	Gasoducto de 8" AC existente (proveedor	6		



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

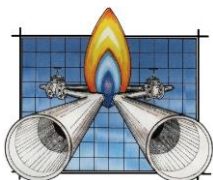
IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						del gas natural)			
						ERM-01	0		
						Vegetación Natural	0		

A continuación se realiza la descripción de los efectos que se tendrán sobre los equipos existentes en el proyecto, así como al ambiente, además describe a detalle las instalaciones y componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que pudieran encontrarse inmersos en las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, para cada uno de los escenarios simulados, así como los sistemas de seguridad y medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia y/o consecuencia.

Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1).

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
PHA-Esc1-CMP-ERM-01	<u>Personal y Población:</u> <u>Radiación térmica:</u> Por exposición a radiaciones térmicas de 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones. <u>Ambiente:</u> <u>Radiación Térmica:</u> Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m², por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m² 5.0 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que	Preventivas: Programa Anual de Mantenimiento. Programa Interno de Protección Civil (PIPC). Plan de Respuesta a emergencias. Programa para la Prevención de Accidentes. Programa anual de capacitación al personal. Sist. Seguridad: Sistema SCADA GNN. Sistema de Protección Anticorrosiva. Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones. Extintores Portátiles.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	provocará el desplazamiento de esta. Con radiaciones que van de 5.0 kW/m² 1.4 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. <u>Sobrepresión:</u> La afectación que sufrirá el medio ambiente es puntual y será principalmente sobre el elemento suelo, ya que, con 300 psi, son suficientes para formar un cráter. Los elementos localizados en la Zona de Amortiguamiento y en la Zona de Alto Riesgo, no sufrirán afectaciones significativas. <u>Producción/Instalación:</u> <u>Radiación térmica:</u> Desde el punto donde se genera el escenario de riesgo que es donde se alcanza la radiación máxima, hasta un valor de 37 kW/m², se producirán daños significativos a las instalaciones que consisten principalmente en el colapso de estructuras civiles y mecánicas, además del paro total de producción y proceso generando pérdidas desde \$5 000 000 hasta los \$50 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² es la energía mínima para que estructuras de acero y equipos en general, pierdan su integridad física por una larga exposición. Puede presentarse el paro parcial de la producción o proceso generando pérdidas desde \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 12.5 kW/m² a 1.4 kW/m², no se generan afectaciones a las instalaciones o proceso en general. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados van de los \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre los \$5 000,000 hasta los \$50 000 000 USD.	

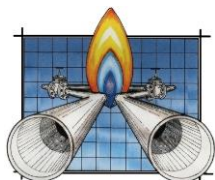
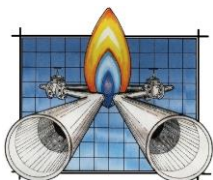


Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2).

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
PHA-Esc2-PC-ERM-01	<u>Personal y Población:</u> <u>Radiación térmica:</u> Por exposición a radiaciones térmicas de 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	Preventivas: Programa Anual de Mantenimiento. Programa Interno de Protección Civil (PIPC). Plan de Respuesta a emergencias. Programa para la Prevención de Accidentes. Programa anual de capacitación al personal. Sist. Seguridad: Sistema SCADA GNN. Sistema de Protección Anticorrosiva. Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones. Extintores Portátiles.
	<u>Ambiente:</u> <u>Radiación Térmica:</u> Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m², por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m² 5.0 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. Con radiaciones que van de 5.0 kW/m² 1.4 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. <u>Sobrepresión:</u> La afectación que sufrirá el medio ambiente es puntual y será principalmente sobre el elemento suelo, ya que, con 300 psi, son suficientes para formar un cráter. Los elementos localizados en la Zona de Amortiguamiento y en la Zona de Alto Riesgo, no sufrirán afectaciones significativas.	
	<u>Producción/Instalación:</u> <u>Radiación térmica:</u> Desde el punto donde se genera el escenario de riesgo que es donde se alcanza la radiación máxima, hasta un valor de 37 kW/m², se producirán daños significativos a las instalaciones que consisten principalmente en el colapso de estructuras civiles y mecánicas, además del paro total de producción y proceso generando pérdidas desde \$5 000 000 hasta los \$50 000 000	



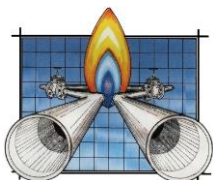
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	USD. En el rango de radiación térmica que va desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² es la energía mínima para que estructuras de acero y equipos en general, pierdan su integridad física por una larga exposición. Puede presentarse el paro parcial de la producción o proceso generando pérdidas desde \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 12.5 kW/m² a 1.4 kW/m², no se generan afectaciones a las instalaciones o proceso en general. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados van de los \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre los \$5 000,000 hasta los \$50 000 000 USD.	

Tabla 10 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc3).

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
PHA-Esc3-CA-ERM-01	<u>Personal y Población:</u> <u>Radiación térmica:</u> Por exposición a radiaciones térmicas de 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones. <u>Ambiente:</u> <u>Radiación Térmica:</u> Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m², por lo	Preventivas: Programa Anual de Mantenimiento. Programa Interno de Protección Civil (PIPC). Plan de Respuesta a emergencias. Programa para la Prevención de Accidentes. Programa anual de capacitación al personal. Sist. Seguridad: Sistema SCADA GNN. Sistema de Protección Anticorrosiva. Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones. Extintores Portátiles.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m² 5.0 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. Con radiaciones que van de 5.0 kW/m² 1.4 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. <u>Sobrepresión:</u> La afectación que sufrirá el medio ambiente es puntual y será principalmente sobre el elemento suelo, ya que, con 300 psi, son suficientes para formar un cráter. Los elementos localizados en la Zona de Amortiguamiento y en la Zona de Alto Riesgo, no sufrirán afectaciones significativas. <u>Producción/Instalación:</u> <u>Radiación térmica:</u> Desde el punto donde se genera el escenario de riesgo que es donde se alcanza la radiación máxima, hasta un valor de 37 kW/m², se producirán daños significativos a las instalaciones que consisten principalmente en el colapso de estructuras civiles y mecánicas, además del paro total de producción y proceso generando pérdidas desde \$5 000 000 hasta los \$50 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² es la energía mínima para que estructuras de acero y equipos en general, pierdan su integridad física por una larga exposición. Puede presentarse el paro parcial de la producción o proceso generando pérdidas desde \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 12.5 kW/m² a 1.4 kW/m², no se generan afectaciones a las instalaciones o proceso en general. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados van de los \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre los \$5 000,000 hasta los \$50 000 000 USD.	

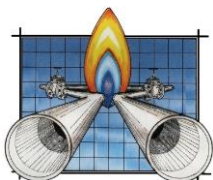
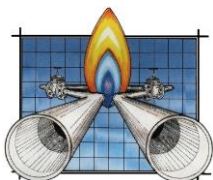


Tabla 11 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc4).

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
PHA-Esc4-PC-Dcto-6"	<u>Personal y Población:</u> <u>Radiación térmica:</u> Por exposición a radiaciones térmicas de 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	Preventivas: Programa Anual de Mantenimiento. Programa Interno de Protección Civil (PIPC). Plan de Respuesta a emergencias. Programa para la Prevención de Accidentes. Programa anual de capacitación al personal. Sist. Seguridad: Sistema SCADA GNN. Sistema de Protección Anticorrosiva. Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones. Extintores Portátiles.
	<u>Ambiente:</u> <u>Radiación Térmica:</u> Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m², por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m² 5.0 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. Con radiaciones que van de 5.0 kW/m² 1.4 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. <u>Sobrepresión:</u> La afectación que sufrirá el medio ambiente es puntual y será principalmente sobre el elemento suelo, ya que, con 300 psi, son suficientes para formar un cráter. Los elementos localizados en la Zona de Amortiguamiento y en la Zona de Alto Riesgo, no sufrirán afectaciones significativas.	
	<u>Producción/Instalación:</u> <u>Radiación térmica:</u> Desde el punto donde se genera el escenario de riesgo que es donde se alcanza la radiación máxima, hasta un valor de 37 kW/m², se producirán daños significativos a las instalaciones que consisten principalmente en el colapso de estructuras civiles y mecánicas, además del paro total de producción y proceso generando pérdidas desde \$5 000 000 hasta los \$50 000 000	



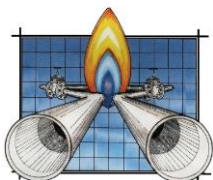
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	USD. En el rango de radiación térmica que va desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² es la energía mínima para que estructuras de acero y equipos en general, pierdan su integridad física por una larga exposición. Puede presentarse el paro parcial de la producción o proceso generando pérdidas desde \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 12.5 kW/m² a 1.4 kW/m², no se generan afectaciones a las instalaciones o proceso en general. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados van de los \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre los \$5 000,000 hasta los \$50 000 000 USD.	

Tabla 12 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc5).

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
PHA-Esc5-CA-Dcto-6"	<u>Personal y Población:</u> <u>Radiación térmica:</u> Por exposición a radiaciones térmicas de 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones. <u>Ambiente:</u> <u>Radiación Térmica:</u> Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m², por lo	Preventivas: Programa Anual de Mantenimiento. Programa Interno de Protección Civil (PIPC). Plan de Respuesta a emergencias. Programa para la Prevención de Accidentes. Programa anual de capacitación al personal. Sist. Seguridad: Sistema SCADA GNN. Sistema de Protección Anticorrosiva. Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones. Extintores Portátiles.



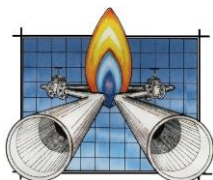
Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

IV

Clave del escenario	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m² 5.0 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. Con radiaciones que van de 5.0 kW/m² 1.4 kW/m² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta. <u>Sobrepresión:</u> La afectación que sufrirá el medio ambiente es puntual y será principalmente sobre el elemento suelo, ya que, con 300 psi, son suficientes para formar un cráter. Los elementos localizados en la Zona de Amortiguamiento y en la Zona de Alto Riesgo, no sufrirán afectaciones significativas. <u>Producción/Instalación:</u> <u>Radiación térmica:</u> Desde el punto donde se genera el escenario de riesgo que es donde se alcanza la radiación máxima, hasta un valor de 37 kW/m², se producirán daños significativos a las instalaciones que consisten principalmente en el colapso de estructuras civiles y mecánicas, además del paro total de producción y proceso generando pérdidas desde \$5 000 000 hasta los \$50 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 37.5 kW/m² a 12.5 kW/m² es la energía mínima para que estructuras de acero y equipos en general, pierdan su integridad física por una larga exposición. Puede presentarse el paro parcial de la producción o proceso generando pérdidas desde \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD. En el rango de radiación térmica que va desde 12.5 kW/m² a 1.4 kW/m², no se generan afectaciones a las instalaciones o proceso en general. <u>Sobrepresión:</u> Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados van de los \$500 000 hasta los \$5 000 000 USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre los \$5 000,000 hasta los \$50 000 000 USD.	

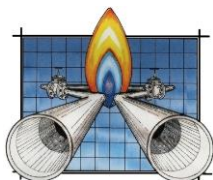
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

De acuerdo a lo establecido en la Figura 1 (página 5) de la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos (ARSH), este apartado no se desarrolla.



Índice

V. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS.....	2
V.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	2
V.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.....	6



V. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS.

V.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

Los sistemas de seguridad son:

- Válvulas de corte automático en la ERM.
- Medidores de presión en la Estación de Medición y Regulación (ERM).
- SCADA GNN (TALON). Software que permite monitorear las condiciones operativas de los sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia, para envío a oficinas de GNN en Torreón, Coah., el cual se describe a detalle a continuación:

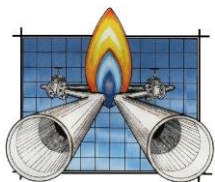
TALON

Es un software que permite monitorear las condiciones operativas de los sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Facilita la retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (Transmisores de Presión y de Temperatura), así mismo, provee la información de dichas condiciones operativas que se generan en la estación de Gas Natural cada vez que sea necesario, teniendo la capacidad de almacenar en su base de datos central los históricos ya sea por día o por hora.

Básicamente se divide en 2 unidades las cuales se componen de los siguientes elementos:

1. UNIDAD CENTRAL

- 2 servidores que se encargaran de visualizar las estaciones de Gas Natural.
- Una Red Virtual que será el espacio destinado para albergar el software de monitoreo.
- Un software de monitoreo (Sheduler) encargado de desplegar y registrar las condiciones operativas de cada estación.
- Un modem maestro operado mediante un paquete de datos con una velocidad de 512Kilobits por segundo el cual será el encargado de interrogar de manera automática cada una de las estaciones integradas al sistema de monitoreo remoto.
- Un sistema de respaldo de energía el cual además de suministrarle la energía necesaria al modem, se encargará de mantener operando la red virtual por 30 minutos en lo que se restablece la falla eléctrica.



2. UNIDAD REMOTA

- Un computador electrónico de flujo, el cual se encarga de procesar la información de las variables de la estación (Presión, Temperatura, Volumen y Energía), con la capacidad de almacenar dicha información en su base de datos.
- Transmisores de presión, temperatura y un medidor de Gas Natural, los cuales se encargarán de sensar las variables de la estación.
- Un modem esclavo operado mediante un paquete de datos con una velocidad de 512Kilobits por segundo el cual será el encargado de enviar la información registrada en el computador cada vez que el modem maestro lo solicite.
- Un sistema de respaldo de energía solar para mantener un enlace de comunicación continuo, el cual está diseñado para respaldar has 48 horas en caso de falla.

Debido a las propiedades químicas de la materia prima que Gas Natural del Noroeste suministra a sus clientes, fue necesaria la puesta en operación de un sistema de monitoreo remoto denominado “TALON”.

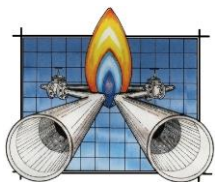
DESCRIPCIÓN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO “TALON”

Es un sistema de monitoreo remoto que permite visualizar las condiciones operativas de las Estaciones de Regulación y Medición, ubicadas en diferentes puntos del país. El cual interroga mediante un modem GPRS cada una de las estaciones que se desea monitorear, operando con un paquete de datos. Este enlace se refleja en él, mediante el software del sistema TALON (Sheduler), a través de una red privada virtual (VPN), se logra el enlace de comunicación en tiempo real. Para ello, se instala un computador electrónico de flujo de la marca EAGLE RESEARCH, cuya función principal es recopilar los consumos de volumen y energía, así como las variables de presión y temperatura.

El sistema TALON fue diseñado por la misma compañía EAGLE RESEARCH, el cual permite monitorear y al mismo tiempo operar el computador electrónico de flujo y así, supervisar de manera constante las condiciones operativas tanto de la estación principal del gasoducto (CITY GATE), así como el último punto de entrega del mismo.

Actualmente se cuenta con 117 sistemas enlazados al sistema TALON, los cuales son supervisados por personal capacitado las 24 horas. Cada sistema está configurado con una serie de alarmas para las variables de presión, aumento de flujo y falla en el suministro de energía del computador electrónico de flujo, las cuales están estandarizadas en 3 condiciones críticas, que dependerán de las condiciones operativas de cada estación.

Así mismo, al suscitarse algún evento que pudiera poner en riesgo a la población cercana al gasoducto y a este, el software tiene la capacidad de notificar tanto al responsable del sistema TALON como a los responsables de los diferentes sistemas de distribución o transporte. Estas notificaciones serán enviadas a través de una alerta vía e-mail y un mensaje de texto vía celular describiendo el tipo de condición que se esté generando en el momento.



En algunos sistemas de Transporte y Distribución, se cuentan con válvulas de seccionamiento automatizadas, las cuales podrán ser accionadas remotamente en caso de una contingencia o cualquier situación que requiera el cierre total del gasoducto. Sus condiciones de operación, principalmente presión y estado de la válvula, son monitoreadas mediante un Computador Electrónico de Flujo. Una vez que el computador reciba esta información se encargará de analizar las presiones recolectadas y determinar si éstas se encuentran fuera de rango de las Presiones de Operación establecidas, para posteriormente realizar el envío de una alarma, ya sea por baja o alta presión. Esta alarma será procesada en el SCADA Talón el cual genera una alerta que se enviará, vía correo y SMS (mensaje de texto) al personal de GNN para su atención.

El SCADA Talón también se encargará de recopilar la información del Computador Electrónico en un tiempo programable para guardar históricos y para su monitoreo vía remoto.

SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

Para el caso de la EMRyC se contará con 1 cuarto de medición/Site de comunicación, así mismo la información obtenida del computador electrónico de flujo de dicha estación será enviada hacia el Centro de Control y Monitoreo que está ubicado en las oficinas de Torreón Coahuila a través del siguiente sistema de telecomunicaciones.

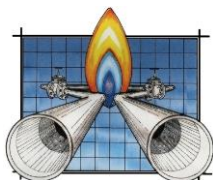
Por medio de un convertidor RJ45-Serial LANTRONIX, el Computador de Flujo se enlazará con un Modem Satelital IDIRECT, modelo X3, que servirá para crear la puerta de enlace a través del segmento de red del proveedor de servicios de conectividad satelital.

El tráfico de datos de medición será a través de una VPN (Red Privada Virtual), de este modo el tráfico será exclusivamente entre la red del Proveedor de Servicios y la red de GNN. Cabe señalar, que la interrogación del Computador de Flujo podrá ser desde cualquier punto de la red.

Todos estos equipos tendrán respaldo de energía con un UPS APC Smart UPS 1500, el cual dará un respaldo de 90 minutos con una carga de 100 watts. Los equipos anteriormente mencionados se quedarán dentro del Cuarto de Medición/Site de comunicación que estará ubicado dentro del predio de la EMRyC.

El tipo de enlace para el envío de información hacia el cuarto de control central ubicado en Torreón Coahuila es de tipo satelital, el cual cuenta con un ancho de banda de 256 Kbps.

En la siguiente imagen se muestra un esquemático del sistema de Telecomunicaciones aplicado a este proyecto:



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

V

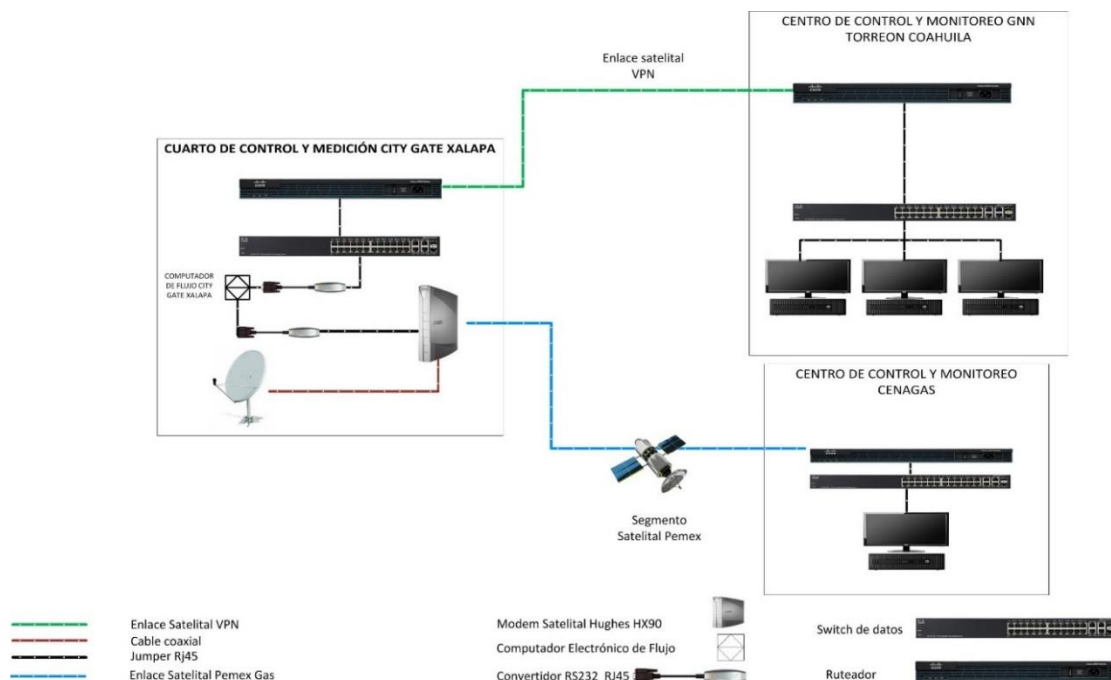


Figura 1 “Esquema de Telecomunicaciones ERM”.

En el caso de un incendio por fuga de gas, se tomarán en cuenta las siguientes indicaciones:

a) Fuga de gas natural a la atmósfera, sin incendio:

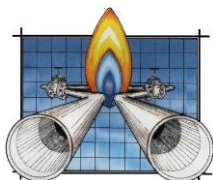
Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una fuente de ignición.

- Verificar anticipadamente por medio de pruebas y Auditorias de Seguridad, que la integridad mecánica-eléctrica de las instalaciones está en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento) de acuerdo a las especificaciones establecidas en normas para gasoductos que incluya válvulas, conexiones y accesorios.
- Se instalarán detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.

b) Incendio por una fuga de gas natural:

En caso de incendio por fuga de gas natural, procede lo siguiente:

- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento.
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios.



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

V

- Bloquear las válvulas que alimentan la fuga y proceder con los movimientos operacionales de ataque a la emergencia, mientras tanto, serán enfriadas con agua las superficies de las instalaciones expuestas al calor.

Aunado a lo anterior, el sistema para transporte de gas natural contará con los siguientes dispositivos y equipos para emergencias:

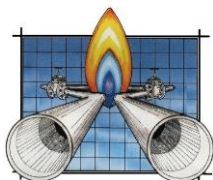
Cantidad	Artículo	Especificaciones
1	Medidor de temperatura ambiente,	Graficador de temperatura,
1	Detector de gas (espacios cerrados),	Exposímetro,
1	Medidor de energía,	Milímetro digital,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de gas natural,	Micro gas,
1	Medidor de mercaptano en sistema,	Detección (odorizante),
1	Medidor de presión (digital),	Manómetro digital,
1	Medidor de temperatura del gas,	Block calibrador de temperatura,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de fallas fushion bond (en tubería de A.C.),	SPY,
1	Calibrador de espesores,	Positector UTG-ME,
1	Probador portátil para presión hidráulica,	0-3000 PSI,
1	Equipo de auto riego,	Motor a gasolina de 15 HPS,
2	Equipo abrebridas.	Abrebridas.

V.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación del sistema para transporte de gas natural, las cuales se indican en la siguiente tabla:

Tabla 1 Programa de Actividades de Seguridad.

Actividades de Seguridad	Frecuencia
Patrullaje de la franja de desarrollo del sistema.	Diario
Descarga de información en el sistema para promedios de medición de facturación.	Quincenal
Inspección, verificación y prueba de válvula registro de interconexión.	Mensual
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de las EMRyCs.	
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de los registros de seccionamiento.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones del cuarto de interconexión.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones de las EMRyCs.	



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

V

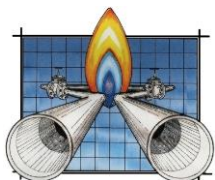
Actividades de Seguridad	Frecuencia
Monitoreo de emanaciones de gas natural en el interior de los registros de seccionamiento.	
Monitoreo de porcentaje de odorización en el sistema.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural sobre la franja de desarrollo del sistema.	Trimestral
Inspección en el incremento de la clase de localización.	Anual

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

La empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. cuenta con un programa anual de operación y mantenimiento, el cual está enfocado a disminuir el riesgo de eventos que lleguen a impactar el ecosistema y dañar la integridad mecánica de la instalación. A continuación, se indican las actividades de mantenimiento preventivo a realizar en el sistema para transporte de gas natural:

Tabla 2 Actividades de mantenimiento a realizar.

Actividades de Mantenimiento	Frecuencia
Mantenimiento instrumentación.	
Calibración de manómetros en las ERMs.	Semestral
Mantenimiento eléctrico.	
Levantamiento de potenciales del sistema.	Mensual
Toma de resistividad del suelo donde se aloja el gasoducto.	Anual
Medición de tierras físicas.	
Mantenimiento mecánico.	
Mantenimiento y prueba en registros de válvulas de seccionamiento y disparos del sistema.	Bimestral
Mantenimiento preventivo de los filtros en las ERMs s.	Semestral
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas reguladoras de las ERMs.	Anual
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas de seguridad de las ERMs.	Semestral
Aplicación de recubrimiento en la interconexión.	
Aplicación de recubrimiento en las ERMs.	
Aplicación de recubrimiento en los registros de seccionamiento.	
Medición de espesores en instalaciones superficiales.	Anual
Mantenimiento al equipo de motorización.	
Servicios generales.	



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

V

Actividades de Mantenimiento	Frecuencia
Limpieza y aseo general de las instalaciones del cuarto de interconexión.	Mensual
Limpieza y aseo general de las instalaciones de las ERMs.	
Limpieza y aseo general de las instalaciones de los registros de seccionamiento.	
Limpieza y desazolve de la señalización tipo "4" y tipo "R".	Trimestral
Aplicación de pintura a la señalización tipo "4" y tipo "R" en el sistema.	
Limpieza y desazolve de la franja de desarrollo del sistema.	Cuatrimestral

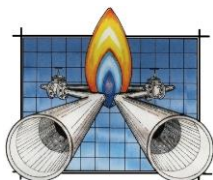
Aunado a las actividades indicadas en la **Tabla 1** y **2**, se realizarán las siguientes actividades de mantenimiento en el sistema para transporte:

1. Monitoreo de fugitivos de Gas Natural en el derecho de vía,
2. Mantenimiento a señalamientos.

Para todas y cada una de las actividades de operación y mantenimiento, se contará con evidencias de su realización, tales como: órdenes de trabajo y registros de las actividades realizadas.

Para la operación del proyecto, GNN cuenta con procedimientos técnicos operativos, mismos que se encuentran actualizados y serán aplicados por parte del personal al momento de presentarse una situación de emergencia durante la operación normal del sistema. Dichos procedimientos se indican a continuación:

- PO-OYM-OPE-08. Patrullaje de los sistemas de transporte.
- PO-OYM-OPE-09. Detección y localización de fugas.
- PO-OYM-OPE-10. Clasificación de fugas de gas Natural.
- PO-OYM-MANTTO-04. Medición de resistividad del suelo.
- PO-OYM-MANTTO-05. Toma de potencial entre tubería y suelo.
- PO-OYM-MANTTO-06. Revisión de aislamiento eléctrico en camisas.
- PO-OYM-MANTTO-07. Revisión de aislamiento eléctrico.
- PO-OYM-MANTTO-10. Calibración de espesores en instalaciones superficiales.
- PO-OYM-MANTTO-11. Manejo e instalación de tuberías de acero.
- PO-OYM-MANTTO-12. Mantenimiento a casetas de ERM.
- PO-OYM-MANTTO-14. Mantenimiento a válvulas reguladores instaladas en la ERM.
- PO-OYM-MANTTO-18. Pintado de instalaciones.
- PO-OYM-MANTTO-19. Garantizar la señalización de la franja de desarrollo del sistema.

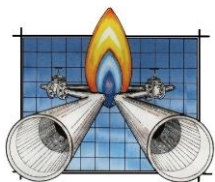


- PO-OYM-MANTTO-20. Lavado de tuberías y accesorios en City Gates, ERM y cuarto de interconexión.
- PO-OYM-MANTTO-21. Limpieza a la franja de desarrollo del sistema.
- PO-OYM-MANTTO-25. Calibración de los transmisores multivariables.
- PO-OYM-MANTTO-26. Calibración del tablero y sensores de mezclas explosivas.
- PR-OYM-OPE-02. Programa de visitas a sistemas en operación.
- FR-OYM-OPE-02. Verificación de fugas de gas natural.
- FR-OYM-OPE-03. Verificación de conexión eléctrica ánodo-cables y ánodo-ánodo.
- FR-OYM-OPE-04. Verificación de instalación de poste de monitoreo y cupón.
- FR-OYM-OPE-05. Puesta en marcha del sistema de protección catódica por ánodos galvánicos.
- FR-OYM-MANTTO-04. Informe de calibración.
- FR-OYM-MANTTO-05. Etiqueta de calibración.
- FR-OYM-MANTTO-06. Reporte de medición de espesores.
- FR-OYM-MANTTO-07. Reporte de recubrimiento anticorrosivo.
- FR-OYM-MANTTO-09. Calibración de instrumentos.

Estos procedimientos se incluyen en el **Anexo 6**.

Así mismo, se cuenta con un programa de capacitación anual de seguridad en el cual se tiene programada la realización de simulacros tanto en gabinete y en campo, lo cual forma parte de la política de seguridad, ya que es importante tener al personal operativo capacitado y entrenado para atender cualquier situación de emergencia de manera oportuna.

En términos generales, la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. cuenta con las medidas de seguridad requeridas para asegurar la eficiente operación y mantenimiento de la instalación, con el objeto de brindar una operación confiable del sistema para transporte de gas natural a los socios comerciales e industriales; así mismo, contará con un Sistema de Auditorías y Verificaciones por empresas acreditadas y Unidades de Verificación, para la obtención de los dictámenes que aseguren la integridad mecánica y la operabilidad del sistema.



VERIFICACIONES Y/O AUDITORÍAS DE SEGURIDAD.

Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para suministro de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la **NOM-003-ASEA-2016**, misma que establece que se debe realizar una verificación anual por parte de una Unidad de Verificación, acreditada ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual verificará y emitirá el dictamen en base a los siguientes puntos relacionados con la seguridad, operación y mantenimiento del sistema para distribución de Gas Natural.

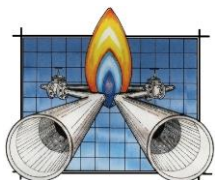
Verificación de Operación y Mantenimiento.

1. Procedimientos de Operación y Mantenimiento,
2. Señalamientos,
3. Registros de vigilancia y patrullaje,
4. Registros de inspección de los dispositivos de control de presión,
5. Mantenimiento de registros,
6. Registros de mantenimiento de válvulas,
7. Control de corrosión externa,
8. Registros de Inspección y mantenimiento a estación de regulación y medición,
9. Documentación histórica y evaluación de la ingeniería,
10. Programa y registros de capacitación y/o entrenamiento.

Verificación de Seguridad.

1. Plan Integral de Seguridad y Protección Civil,
2. Programa de Prevención de Accidentes y registros de simulacros,
3. Programa para la prevención de daños,
4. Programa de auxilio,
5. Programa de recuperación,
6. Educación al público,
7. Investigación de fallas,
8. Procedimientos de emergencias.

Así mismo, para la etapa de construcción e instalación del sistema para transporte de gas natural, se debe de contar con un dictamen de inicio de operaciones o de construcción realizado por la Unidad Verificadora.



ATENCIÓN A EMERGENCIAS.

En caso de emergencia se activa el siguiente protocolo:

1. Identificación de la Emergencia.

A continuación, se indican las emergencias ambientales que se pueden presentar durante las etapas de proyecto:

Etapas del proyecto	Actividad	Emergencia Ambiental	Impacto ambiental ocasionado por la emergencia
Preparación del sitio	Carga de combustible a maquinaria	Derrame de combustible sobre suelo natural	Contaminación del suelo y subsuelo
Construcción y montaje de estructuras	Carga de combustible a maquinaria y manejo de sustancias químicas	Derrame de sustancias peligrosas sobre suelo natural	Contaminación del suelo y subsuelo
	Manejo de residuos peligrosos	Derrame de residuos peligrosos sobre suelo natural	Contaminación del suelo y subsuelo
	Trabajo de corte y soldadura	incendio	Contaminación del aire, suelo y subsuelo
Operación y mantenimiento	Manejo de residuos peligrosos	Derrame de residuos peligrosos sobre suelo natural	Contaminación del suelo y subsuelo
	Trabajo de corte y soldadura	incendio	Contaminación del aire, suelo y subsuelo

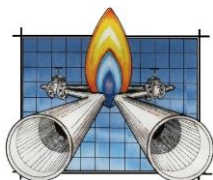
Cualquier persona que detecte alguna de las emergencias ambientales indicadas debiera reportarlo de inmediato al Supervisor de Medio Ambiente de GNN.

El Supervisor de Medio Ambiente debe asegurarse de que cuenta con toda la información, para proceder a coordinar la atención de la emergencia. Utilizando el formato correspondiente dentro del Manual de Calidad, denominado: *Reporte de Investigación de Accidentes/Incidentes*.

2. Equipo y materiales.

El Supervisor de Medio Ambiente debiera asegurarse de disponer los recursos materiales para atender las emergencias ambientales, los cuales son (enunciativa mas no limitativamente) los siguientes:

Tipo de emergencia	Material para su atención
Derrames	- Kit para control de derrames: cinta delimitadora de área, pico, pala, escoba, material absorbente (cojín, almohadilla, cordón-salchicha, polímero solidificador/encapsulador, arena, y/o aserrín), recipiente y/o bolsas; - EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas).
Incendios	Extintores, agua, tierra.



3. Mecanismos para la atención de las emergencias ambientales identificadas.

Derrames sobre suelo natural (combustibles, sustancias químicas, residuos peligrosos).

ANTES
• Asegurarse que se cuenta con kit para control de derrames; • Colocarse el EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas); • Consultar la hoja de datos de seguridad del material derramado para identificar la peligrosidad de la sustancia e indicaciones de manejo “especiales”; • Delimitar con cinta el área afectada.
DURANTE
• Acordonar el suelo afectado con el material absorbente y evitar la propagación del derrame; • Para absorber el derrame: esparcir el material absorbente sobre toda la superficie del derrame, desde la periferia hacia el centro; • Una vez controlado el derrame, recolectar el suelo contaminado con pico y pala, y depositarlo en las bolsas y/o recipientes destinados para tal fin; • Manejar y disponer como residuos peligrosos tanto el suelo contaminado como el material utilizado para la contención del derrame.
DESPUES
• Evaluar el entorno ambiental para identificar los impactos ambientales adversos ocasionados, y en su caso determinar las acciones mitigar/minimizar dichos impactos.

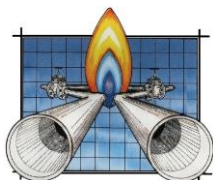
Para mayor detalle, Ver **Anexo 13.**

Incendio.

Combatir el incendio con apego al Plan de emergencia en obra.

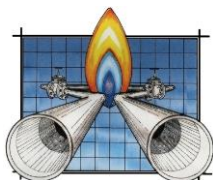
Una vez que el incendio ha sido atendido, el Supervisor de Medio Ambiente, deberá;

- Evaluar el entorno ambiental para identificar los impactos ambientales adversos ocasionados, y en su caso determinar las acciones para mitigar/minimizar dichos impactos, especialmente si el incendio sucedió en áreas con vegetación.



Índice

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	2
VI.1 CONCLUSIONES.	2
VI.2 RECOMENDACIONES.....	4



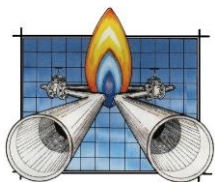
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1 CONCLUSIONES.

El proyecto inherente al Sistema de Distribución de Gas Natral (específicamente el tramo de interconexión y operación de la ERM), presenta un grado de riesgo Medio y un nivel de seguridad aceptable, con base a los resultados del Análisis Cualitativo, lo cual está directamente relacionado a que Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., reúne años de experiencia en la construcción y operación de proyectos inherentes al Sector Hidrocarburos, por lo que se tiene conocimiento del grado de responsabilidad tanto civil como ambiental que conlleva la operación de un proyecto de este tipo.

- ✓ De los resultados del Análisis HAZOP, se constató que las variables principal a monitorear son Presión, Flujo y Nivel principalmente, ya que ésta última está involucrada principalmente en los sistemas de filtración de proceso, donde la desviación de más y menos nivel, puede repercutir principalmente en el arrastre de condensados aguas arriba de los filtros causando severos daños a los sistemas existentes, por su parte menos nivel, provocado por la apertura en falso de las válvulas de control de nivel en las líneas de drenado, provocaría el paso directo de gas natural por las líneas de condensados ocasionando la fuga de gas hacia la atmosfera de combustible que con la presencia de una fuente de ignición puede provocar una situación de emergencia donde las pérdidas materiales y de proceso serían significativas. Por su parte, las variables de presión y flujo, de acuerdo con el análisis realizado, las principales desviaciones detectadas de mayor riesgo (riesgo Medio) son las de menos y más presión/flujo y/o flujo en otra dirección, por fallas específicas en los instrumentos de control y de seguridad.
- ✓ Del Análisis What If, se determinó que una de las causas principales causas a la pregunta ¿Qué Pasa si no hay flujo?, sería por agentes externos que pueden afectar la operación del sistema de transporte de gas natural, tal es el caso de una ruptura de línea aguas arriba del punto de análisis, causada por terceros o fenómeno natural, mismas que, de acuerdo a la literatura son las principales afectaciones en gasoductos enterrados.

El presente estudio llevó a la conclusión de que los riesgos mayores en el suministro de gas natural, son las variaciones en las condiciones de proceso por agentes externos, principalmente en las instalaciones superficiales como la ERM, ya que de acuerdo al análisis HAZOP existen parámetros operacionales que pueden repercutir en posibles fallas (rupturas de línea) con probable liberación de gas en las principales instalaciones de proceso, causadas por sobrepresión en las líneas de conducción, falla de válvulas manuales o por la activación de los sistemas de seguridad como válvulas de alivio, y que por su ubicación podrían afectar la infraestructura aledaña y las áreas agrícolas extiendes directamente, y en su caso, desencadenar un incendio mayor si la capacidad de respuesta es mayor, sin embargo la empresa tiene instalados sistemas de seguridad para prevenir situaciones de riesgo que estén directamente relacionadas con las condiciones operativas del sistema, tal es el caso del SCADA GNN y el monitoreo remoto de las instalaciones.

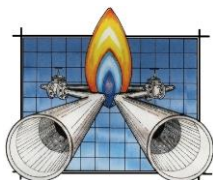


Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

VI

El riesgo existente por la conducción de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que para el presente sistema de transporte se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad y por la supervisión de las condiciones operativas del sistema, aunado a que el transporte por ductos de hidrocarburos es de los más seguros y confiables. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo ayudan a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

De acuerdo con lo anterior, es importante señalar que los Escenarios de Riesgos que fueron propuestos en el presente Estudio, en apego a lo solicitado por la autoridad mediante la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos, han sido simulados en el contexto donde no se tomaron en cuenta las medidas preventivas y sistemas de seguridad del proyecto para evaluar los Riesgos Operativos, y así mismo, posteriormente, considerando la aplicación de cada una de las salvaguardas especificadas determinar el Riesgo Residual del Proyecto, lo cual determinó que todas los escenarios de riesgo tienen una Categoría “C” que equivale a **Riesgo Significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.**



VI.2 RECOMENDACIONES.

A continuación, se indican las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo para el sector Hidrocarburos:

❖ Recomendaciones derivadas del HAZOP

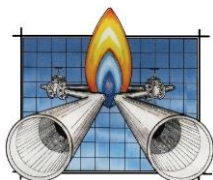
Recomendación	Id. Del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Responsable	Nivel de Riesgo
1 Incluir en su programa de mantenimiento el reemplazo de partes críticas (tales como las solenoides de las Válvulas XV) tomando como referencia tanto los manuales de integración como los manuales y hojas de datos de fabricantes de los componentes (válvulas solenoides, asientos de válvula principal, conjunto regulador/filtro de aire, etc).	2.1.1	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Operación y Mantenimiento	C
2 Asegurarse que el Venteo de las PSV esté prolongado hasta una altura que permita dispersar el gas sin que presente riesgos al personal o a las Instalaciones.	2.6.1	X. CONTROL DE ACTIVIDADES Y PROCESOS	Ingeniería de Diseño	C
3 Contar con procedimiento y equipo portátil para la medición del límite inferior de explosividad.	2.6.1	X. CONTROL DE ACTIVIDADES Y PROCESOS	Construcción	C

❖ Recomendaciones derivadas del WHAT IF

Recomendación	Id. Del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Responsable	Nivel de Riesgo
1 Asegurar la aplicación del programa de celajes y/o en su caso, establecer recorridos de celaje por lo menos una vez cada 15 días	2.1.1	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Operación y Mantenimiento	C

❖ Recomendaciones Generales

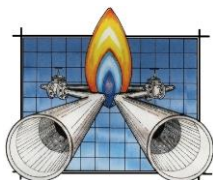
Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Responsable
1 Elaborar y poner en práctica un procedimiento para realizar el purgado manual de los filtros coalescentes.	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Ingeniería de Diseño
2 Evaluar la posibilidad de instalar un sistema de Gas y Fuego en la ERM que	X. CONTROL DE ACTIVIDADES Y	Ingeniería de



Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

VI

Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Responsable
contemple además el registro de interconexión.	PROCESOS	Diseño
3 Elaborar y poner en práctica la Memoria Técnico Descriptiva (MTD) del sistema de paro por emergencia.	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Ingeniería de Diseño
4 Elaborar la MTD del sistema de protección catódica a implementar en la ERM y el ducto troncal.	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Ingeniería de Diseño
5 Evaluar la conformidad de la NOM-022-STPS-2015 en la ERM	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Seguridad
6 Obtener el Dictamen de Diseño y Pre-Arranque por parte de una Unidad de Verificación o Tercero Aprobado por ASEA, en el que conste que las Instalaciones y los equipos cumplen con lo previsto en la presente Norma.	VIII. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS	Seguridad

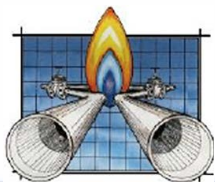


Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)
“Sistema de Distribución de la ZG Veracruz (Ixtaczoquitlán)”
Municipio de Ixtaczoquitlán, Ver.

VII

Índice

VII. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO.....	2
VII.2 INFORME TÉCNICO DEL ARSH.	3



VII. RESUMEN EJECUTIVO.

VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO.

El presente proyecto promovido por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), corresponde a la construcción y operación de una Estación de Regulación y Medición (ERM), un ducto de interconexión en acero al carbón de 6" D.N. (API 5L Grado X70 con costura) con una longitud de 4.32 m.

El objetivo del presente proyecto es el de abastecer de gas natural a un sistema de distribución actualmente construido, por lo que, para tal fin, GNN suministrará el gas natural desde el gasoducto de 8" AC existente hacia el ducto de 6" AC mediante el acondicionamiento del gas natural a través de la construcción y operación de una estación de Regulación y Medición (ERM), tal y como se muestra en la siguiente figura:

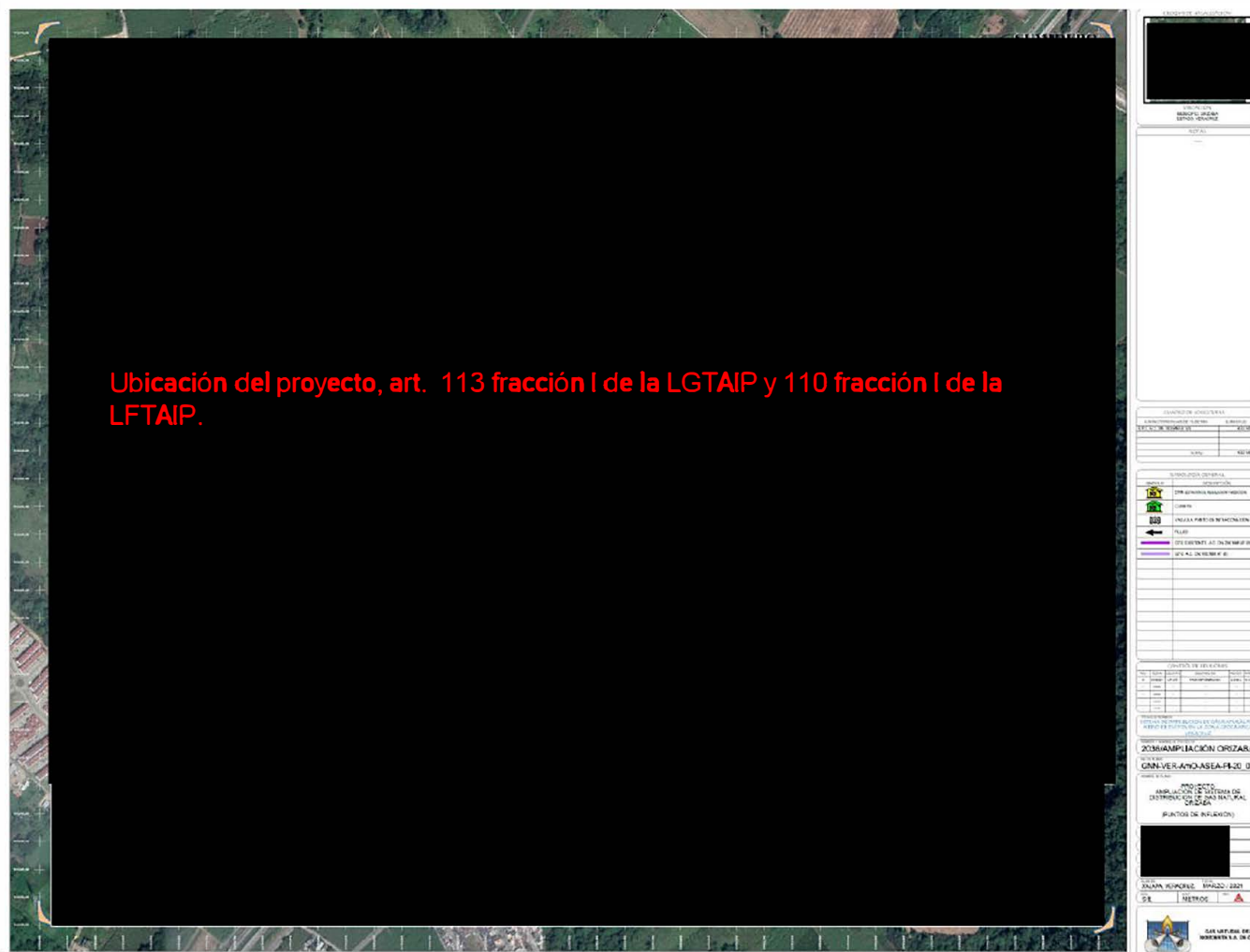
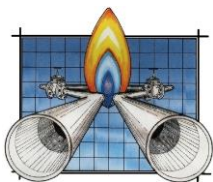


Figura 1 Plano General del Proyecto.

Nombre de la persona física, Art. 116 del primer párrafo de la LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.



La interconexión que GNN realizará con el gasoducto existente se llevará en un registro mediante un hot tapping, donde se instalará una válvula de seccionamiento de 6” de operación manual con desfogue a la atmosfera y posteriormente el ducto de 6” AC que suministrará el gas a alta presión a la Estación de Regulación y Medición (ERM-01).

El Análisis de Riesgos se realizó mediante la aplicación de un Análisis Preliminar de Riesgos consistente en una Lista de Verificación (LV) donde como resultado se obtiene que el proyecto dentro de su Diseño de Ingeniería cumple con el 52% de los requisitos establecidos en la NOM-006-ASEA-2016, mientras que el 46% restante no son aplicables, en el caso del 2% restante, el cumplimiento de los requerimientos fue incluido dentro de las Recomendaciones en el Capítulo anterior.

El Análisis Cualitativo consistió en la elaboración de un Análisis HAZOP (para la EMRyC) y un Análisis What If para la tubería de entrada a la ERM.

En el HAZOP participó un Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR), conformado por personal de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (Promovente) y GM Laguna Ambiental e Industrial, S.C. (responsable de la elaboración del ARSH).

Una vez concluido el análisis cualitativo de riesgo mediante análisis HAZOP, se han encontrado 10 causas de escenarios de riesgo ubicados en la región Tipo “B” definidos como ALARP, mientras que no se identificaron tipo “A” definidos como No tolerables. En el caso del análisis What If, se han encontrado 3 causas de escenarios de riesgo ubicados en la región Tipo “B” definidos como ALARP, mientras que no se identificaron tipo “A” definidos como No tolerables.

El riesgo existente por el manejo de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que para el presente sistema de transporte se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad, así como para la supervisión de las condiciones operativas del sistema, aunado a que el transporte por ductos de hidrocarburos es de los más seguros y confiables. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudan a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

Cabe mencionar que, el presente ARSH deberá actualizarse por lo menos cada 5 cinco años o cuando existan modificaciones no contempladas dentro del presente estudio, o en su caso, cuando la autoridad regulatoria lo establezca.

VII.2 INFORME TÉCNICO DEL ARSH.

El Informe Técnico del Análisis de Riesgos se incluye en el **Anexo 14**.