Índice

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO. 2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO. 2
I.1.1 Inicio de Operaciones 3
1.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO. 4
I.3 BASES DE DISEÑO. 7
I.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO. 16
I.4.1 Descripción de las Instalaciones. 16
I.4.2 Condiciones de operación. 17
I.4.3 Hojas de Seguridad. 20

Índice de Tablas

Tabla 1 Coordenadas de los Puntos de inflexión del Gasoducto. 4
Tabla 2 Condiciones de operación (Flujo y Presión) del Sistema de Distribución. 17
Tabla 3 Características del Gasoducto. 17
Tabla 4 Cruzamientos del gasoducto. 18

Índice de Figuras

Figura 1 Esquema Representativo del proyecto. 2
Figura 2 Visita Satelital de la Trayectoria del proyecto. 3
Figura 3 Localización Estatal del proyecto. 5
Figura 4 Localización Municipal del proyecto. 6
Figura 5 Clases de Localización del Proyecto Plano. 19

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 un Gasoducto de 8'' AC (API 5L Grado X42), que tiene como objetivo principal interconectar dos sistemas de distribución actualmente en operación, tal y como se muestra en el siguiente esquema:

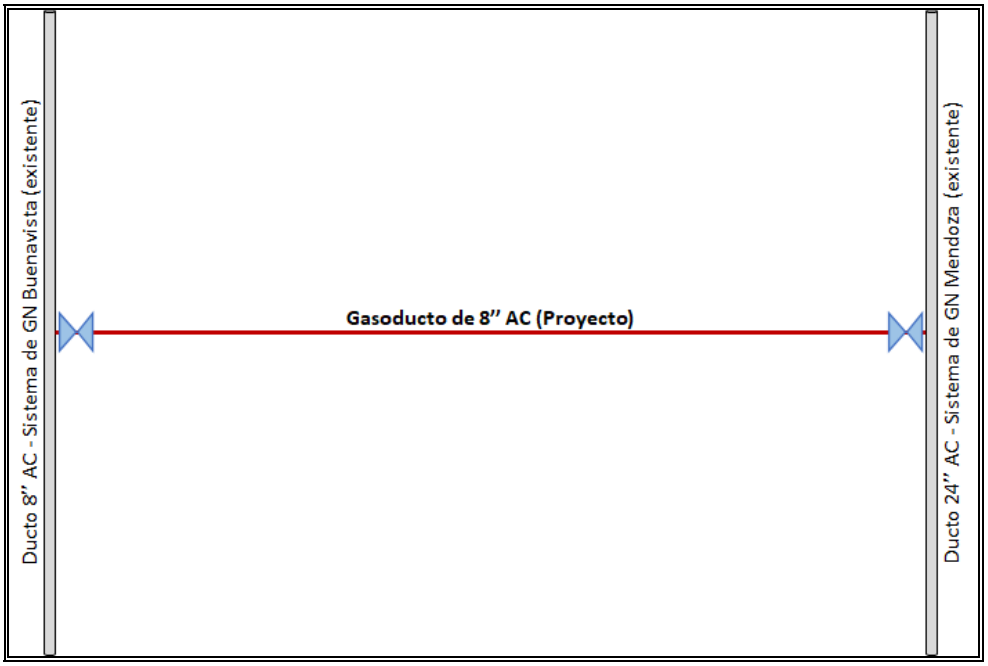


Figura 1 Esquema Representativo del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

El Gasoducto de 8'' AC iniciará en la interconexión con el ducto de 8'' AC (existente) perteneciente al sistema Buenavista, en las coordenadas [redacted] y finalizará en un registro subterráneo que será construido para interconectarse al ducto de 24'' AC perteneciente al sistema Mendoza, en las coordenadas [redacted] (**Ver Figura 2**). La longitud total del nuevo Gasoducto de 8'' AC será de 2 233.46 m y tendrá una capacidad de conducción equivalente a 48 054 SCMH (Metros Cúbicos Estándar por Hora) a una Presión Máxima de Operación de 21 kg/cm^2 (300 psi).

Cabe mencionar que todas las actividades necesarias para realizar la interconexión del nuevo ducto de acero con cada uno de los ductos en operación, se realizará mediante el método HOT TAP y éstas serán realizadas y supervisadas por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

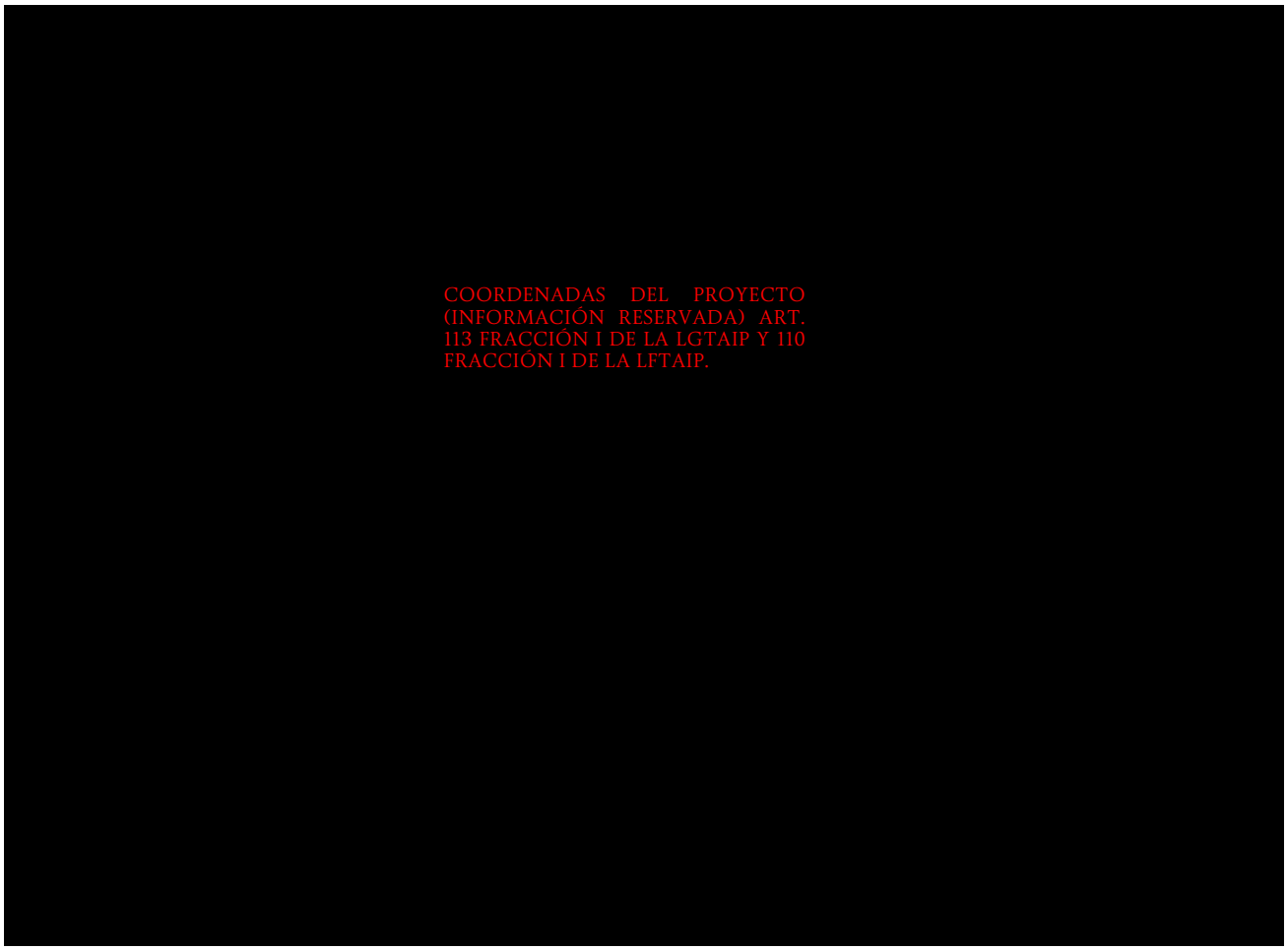


Figura 2 Visita Satelital de la Trayectoria del proyecto.

En el **Anexo 1**, se incluyen los Planos de Localización del Proyecto.

I.1.1 Inicio de Operaciones

Cabe mencionar que, el presente proyecto actualmente se encuentra en la etapa de planeación y su fecha tentativa de inicio de operaciones es en el mes de marzo del 2025 una vez que se haya cumplido con todas las autorizaciones solicitadas por la ASEA y por las instancias gubernamentales aplicables.

I.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.

El proyecto se localizará en el municipio de Ixtaczoquitlán, en el estado de Veracruz. **Ver Figuras 3 y 4**.

Las coordenadas de los puntos de inflexión del Gasoducto de 8'' AC se indican a continuación

Tabla 1 Coordenadas de los Puntos de inflexión del Gasoducto.

No.	km	Coordenadas UTM Zona 14 DATUM WGS 84		No.	km	Coordenadas UTM Zona 14 DATUM WGS 84	
		Este	Norte			Este	Norte
1	0+000.00	[redacted]		44	0+914.70	[redacted]	
2	0+002.15			45	0+919.66		
3	0+005.71			46	0+957.32		
4	0+007.19			47	0+991.55		
5	0+010.03			48	1+023.80		
6	0+019.58			49	1+119.64		
7	0+026.20			50	1+124.28		
8	0+032.08			51	1+156.71		
9	0+033.02			52	1+180.32		
10	0+049.27			53	1+210.14		
11	0+066.02			54	1+247.16		
12	0+085.47			55	1+293.19		
13	0+095.14			56	1+341.46		
14	0+107.53			57	1+408.70		
15	0+118.17			58	1+434.42		
16	0+121.32			59	1+456.78		
17	0+122.75			60	1+478.02		
18	0+127.84			61	1+528.16		
19	0+129.23			62	1+545.34		
20	0+183.26			63	1+571.88		
21	0+262.19			64	1+614.37		
22	0+365.74			65	1+667.51		
23	0+420.82			66	1+705.69		
24	0+436.37			67	1+719.99		
25	0+440.98			68	1+755.45		
26	0+517.13			69	1+772.15		
27	0+543.36			70	1+808.01		
28	0+606.37			71	1+865.52		
29	0+609.95			72	1+925.04		
30	0+619.36			73	2+027.86		
31	0+623.08			74	2+088.76		

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

No.	km	Coordenadas UTM Zona 14 DATUM WGS 84	
		Este	Norte
32	0+694.17	[redacted]	
33	0+818.66		
34	0+819.53		
35	0+828.76		
36	0+830.86		
37	0+843.42		
38	0+856.53		
39	0+861.23		
40	0+875.96		
41	0+886.38		
42	0+892.47		
43	0+908.72		

No.	km	Coordenadas UTM Zona 14 DATUM WGS 84	
		Este	Norte
75	2+140.14	[redacted]	
76	2+140.89		
77	2+140.65		
78	2+142.27		
79	2+202.27		
80	2+202.90		
81	2+219.96		
82	2+220.65		
83	2+229.04		
84	2+229.79		
85	2+233.46		

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

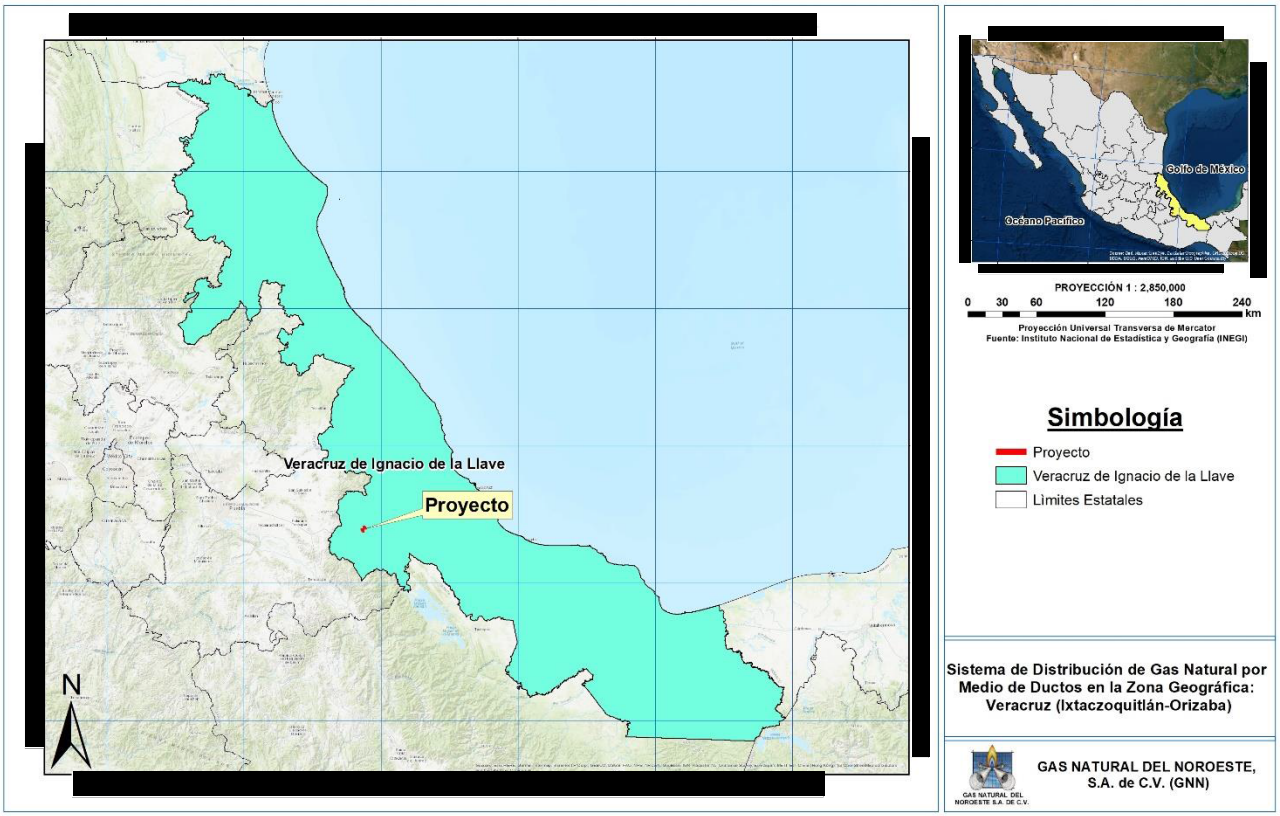


Figura 3 Localización Estatal del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

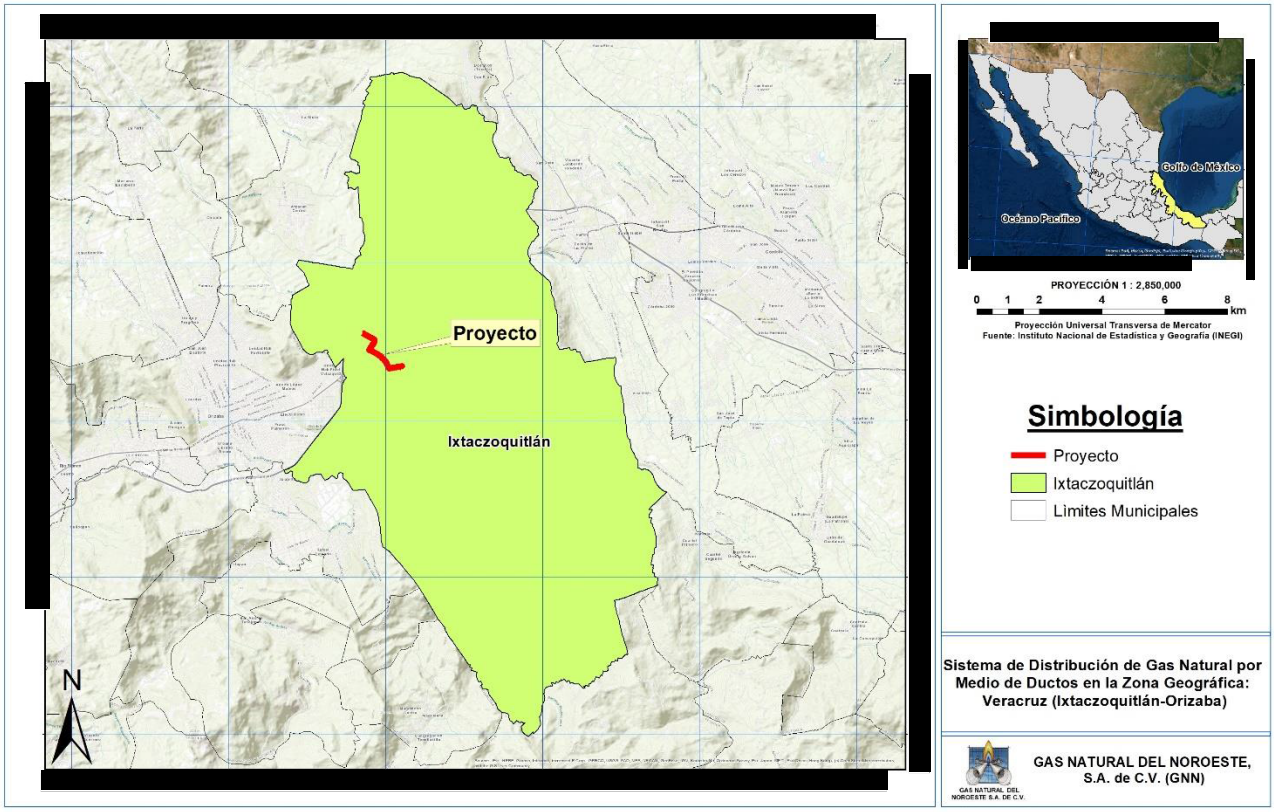


Figura 4 Localización Municipal del proyecto.

I.3 BASES DE DISEÑO.

Para el diseño del sistema de distribución de gas natural, se consideraron las siguientes normas y estándares internacionales.

- Servicio de Distribución de Gas Natural de acuerdo con la norma;
  - NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- Calidad del Gas Natural de acuerdo con la norma;
  - NOM-001-SECRE-vigente. Calidad del gas natural.
- Diseño de Estación de Medición, Regulación y Control de acuerdo con la norma;
  - NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- Diseño de los gasoductos de acuerdo con las normas;
  - NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
  - Código ASME B 31.8 (Sistema de Tuberías de Transporte y Distribución de Gas).
- Unidades de Medición de acuerdo con la norma;
  - NOM-008-SCFI-2002.
- Accesorios de acuerdo con el código;
  - ASME B16.9 Steel Fitting (Accesorios de Soldaduras a tope).
- Tubería construida bajo los estándares de;
  - API 5L.

Considerando que las instalaciones de conducción de Gas Natural están regidas por normas, códigos y estándares; la fase de diseño contempla aspectos necesarios para dar seguridad física a los gasoductos troncales y ramales, así como a sus instalaciones tanto de operación como de control.

El diseño de la red de tuberías e instrumentación se encuentra 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 transporte 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 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** Apéndice Normativo II, ‘‘Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas’’.

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, deberán 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.

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 transporte y la 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**.

La tubería metálica de las estaciones de regulación deberá cumplir con los requisitos de la **NOM-007-ASEA-2016**, así mismo concuerda con los estándares **ASME-B 31.8 2007** y **DOT 49 CFR** en su parte 192.

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
- 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 del Proyecto, que incluye las Memorias de cálculo del Gasoducto.

I.4 Descripción del Proceso.

I.4.1 Descripción de las Instalaciones.

El proceso consiste en la recepción de gas natural desde el gasoducto existente Perteneciente al sistema Buenavista, y finalizara con la interconexión subterránea al Gasoducto de 24" perteneciente al sistema Mendoza.

A) Filosofía de operación del Sistema de Distribución.

El gas natural será distribuido por medio de un gasoducto principal de 8" de Ø de AC proveniente de la interconexión 1 con el gasoducto existente "Buenavista" propiedad de GNN, teniendo 21.00 Kg/cm^2 como presión de operación máxima, hasta el punto de interconexión 2 con el gasoducto existente de 24" de Ø de acero.

Las interconexiones 1 y 2 se realizan dentro de registros existentes. En la interconexión 1 se ha proyectado una válvula de seccionamiento de operación manual de manera estratégica para la operación del gasoducto en caso de mantenimiento o emergencia que permite bloquear el flujo de gas natural o vaciar el gasoducto principal. La interconexión 2 se realizará mediante un arreglo mecánico a una válvula existente de 10", que a su vez está conectada con el gasoducto existente de 24" de Ø de acero.

Además, en los puntos de interconexión con los gasoductos existentes se encontrarán instaladas en cada extremo una junta aislante Dieléctrica Pikoteck, la cual los aislará de cualquier tipo de corriente que contenga el gasoducto principal debido al sistema de protección catódica con la que está protegida.

El sistema de Distribución de gas natural cuenta con un sistema de protección catódica, ya que así lo indica la norma aplicable, y con el fin de salvaguardar la integridad mecánica del sistema de Distribución, para este caso, se eligió el método de protección catódica por ánodos de sacrificio.

ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN:

- Gasoducto principal de 8" de Ø de AC.
- Válvula de seccionamiento de operación manual de 8" de Ø de AC.
- Accesorios de 8" Ø de AC para cambios de dirección.
- Juntas aislantes Pikotek de 8" Ø.
- Sistema de protección catódica..

I.4.2 Condiciones de operación.

Las condiciones de operación del proyecto se indican a continuación:

Tabla 2 Condiciones de operación (Flujo y Presión) del Sistema de Distribución.

Gasoducto de 8" AC	SCMD[1]	MMSCFD[2]	SCMH[3]	SCFH[4]
Consumo mínimo inicial	267 624	267 624	267 624	267 624
Consumo máximo	363 696	363 696	363 696	363 696
Capacidad Máxima	1 153 296	1 153 296	1 153 296	1 153 296

- ✓ Presión máxima = 298.69 psig (21.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima = 284.46 psig (20.00 kg/cm²)
- ✓ Presión de diseño= 500 psig (35.15 kg/cm²)

Tabla 3 Características del Gasoducto.

Diámetro	Longitud (m)	Especificación de material	Presión mínima de Operación (psi)	Presión máxima de Operación (psi)	Presión de Diseño (psi)	Temperatura de Diseño (°C)
8''	2 233.46	API 5L con costura Grado X42	284.46	300.00	500	20

A. Capacidad del Sistema.

Considerando una MPOP de 21.00 kg/cm² (298.68 Psi) a la entrada y una velocidad máxima de 20.00 m/s, la capacidad máxima de conducción del Gasoducto Principal de 8" de Ø de AC es de **48 054 SCMH [100%]**. Consumos prospectados: **5 341 SCMH [32.94%]**.

Consumo total: 15 154 SCMH (31.54 %)

Quedando una disponibilidad en el Sistema de Distribución de **32 900 SCMH [68.46 %]**.

B. Volumen Empacado.

Para empacar la línea completa del gasoducto se requiere un volumen de gas natural de **1 755.35 m³ (1 053.21 Kg @ ρ=0.60 Kg/m³)** a **21.00 kg/cm² (298.69 Psi)** en una elevación promedio de **1145.5 m.s.n.m.** en la región de Ixtaczoquitlán, estado de Veracruz, México.

[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 4 Cruzamientos del gasoducto.

UBICACIÓN CRUCES CUERPOS CARRETEROS				
NO.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS UTM REGION: 14 Q	
1	UB-CR-CRR-01	0+036.22 A	[redacted]	[redacted]
2	UB-CR-CRR-02	0+509.56 A	[redacted]	[redacted]
UBICACIÓN CRUCES FERREOS				
NO.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS UTM REGION: 14 Q	
1	UB-CR-FFCC-01	0+079.44 A	[redacted]	[redacted]
2	UB-CR-FFCC-02	2+056.46 A	[redacted]	[redacted]

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Cabe mencionar, que de acuerdo con lo establecido en la NOM-003-ASEA-2016 en su numeral 5.1.1.1.1, toda la red de distribución se determinó con Clase de Localización 4, tal y como se muestra en las siguientes figuras.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



NOMBRES DE PERSONAS FÍSICAS, ART. 116 DEL PRIMER PÁRRAFO LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 5 Clases de Localización del Proyecto Plano.

I.4.3 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 5.** 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 m^3/kg/mol.
- ✓ **Solubilidad en agua:** 0.4 – 20 microgramos/100 cm^3.
- ✓ **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 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS. 2
II.1.1 Clima. 2
II.1.2 Geomorfología. 10
II.1.3 Geología. 13
II.1.4 Edafología. 18
II.1.5 Hidrología. 20
II.1.6 Uso de Suelo y Vegetación. 23
II.1.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs). 25

Índice de Tablas

Tabla 1 Tipos de Climas existentes en el SA del proyecto. 2
Tabla 2 Normales Climatológicas. 6
Tabla 3 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2006 al 2019. 7
Tabla 4 Características de la Provincia Fisiográfica donde incide el SA. 10
Tabla 5 Distribución de las características Geológicas del SA 15
Tabla 6 Tipos de Suelo en el SA. 18
Tabla 7 Características de la Región Hidrológica donde se ubica el SA. 20
Tabla 8 Uso de Suelo y Vegetación en el SA del Proyecto. 24

Índice de Figuras

Figura 1 Tipos de Climas existentes en el SA del proyecto. 3
Figura 2 Valores de precipitación existentes en el SA. 4
Figura 3 Valores de temperatura existentes en el SA. 5
Figura 4 Incidencia del SA dentro de las Provincias Fisiográficas. 11
Figura 5 Subprovincia donde incide el SA del proyecto. 12
Figura 6 Sistemas de Topoformas existentes en el SA del proyecto. 13
Figura 7 Características geológicas del SA. 14
Figura 8 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País. 16
Figura 9 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México. 17
Figura 10 Edafología presente en el SA. 18
Figura 11 Región Hidrológica en la que incide el SA del proyecto. 20
Figura 12 Cuenca Hidrológica en la que incide el SA del proyecto. 21
Figura 13 Subcuenca Hidrológica en la que incide el SA del proyecto. 22
Figura 14 Uso de Suelo y Vegetación en el SA del proyecto. 23
Figura 15 Incidencia del Proyecto en ANP Federal. 26

II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

De acuerdo a lo establecido en la Guía para la elaboración de ellos Análisis de Riesgos del sector Hidrocarburos (ARSH) publicada por la ASEA, los receptores de riesgo a considerar en el presente estudio son el Medio ambiente y Población, por lo que a continuación se describen las características Medio ambientales y Socioeconómicas de la zona donde se localizará el proyecto, tomando para tal fin, la información del Sistema Ambiental Particular (SA) delimitado en la MIA que acompaña al presente Estudio de Riesgo.

II.1 Aspectos Bióticos y Abióticos.

II.1.1 Clima.

A continuación, se presenta una descripción de cada uno de los tipos de climas presentes a lo largo del SA del proyecto.

Tabla 1 Tipos de Climas existentes en el SA del proyecto.

Clima	Descripción
(A)C(m)(f)	Semicálido húmedo del grupo C, temperatura media anual mayor de 18ºC, temperatura del mes más frio menor de 18ºC, temperatura del mes más caliente mayor de 22ºC. Con precipitación anual mayor de 500 mm y precipitación del mes más seco mayor de 40 mm; lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal mayor al 10.2% del total anual.
(A)C(m)	Semicálido húmedo del grupo C, temperatura media anual mayor de 18ºC, temperatura del mes más frio menor de18ºC, temperatura del mes más caliente mayor de 22ºC. Lluvias de verano, precipitación del mes más seco mayor de 40 mm; porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

(CONABIO, Portal de Geoinformación)

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

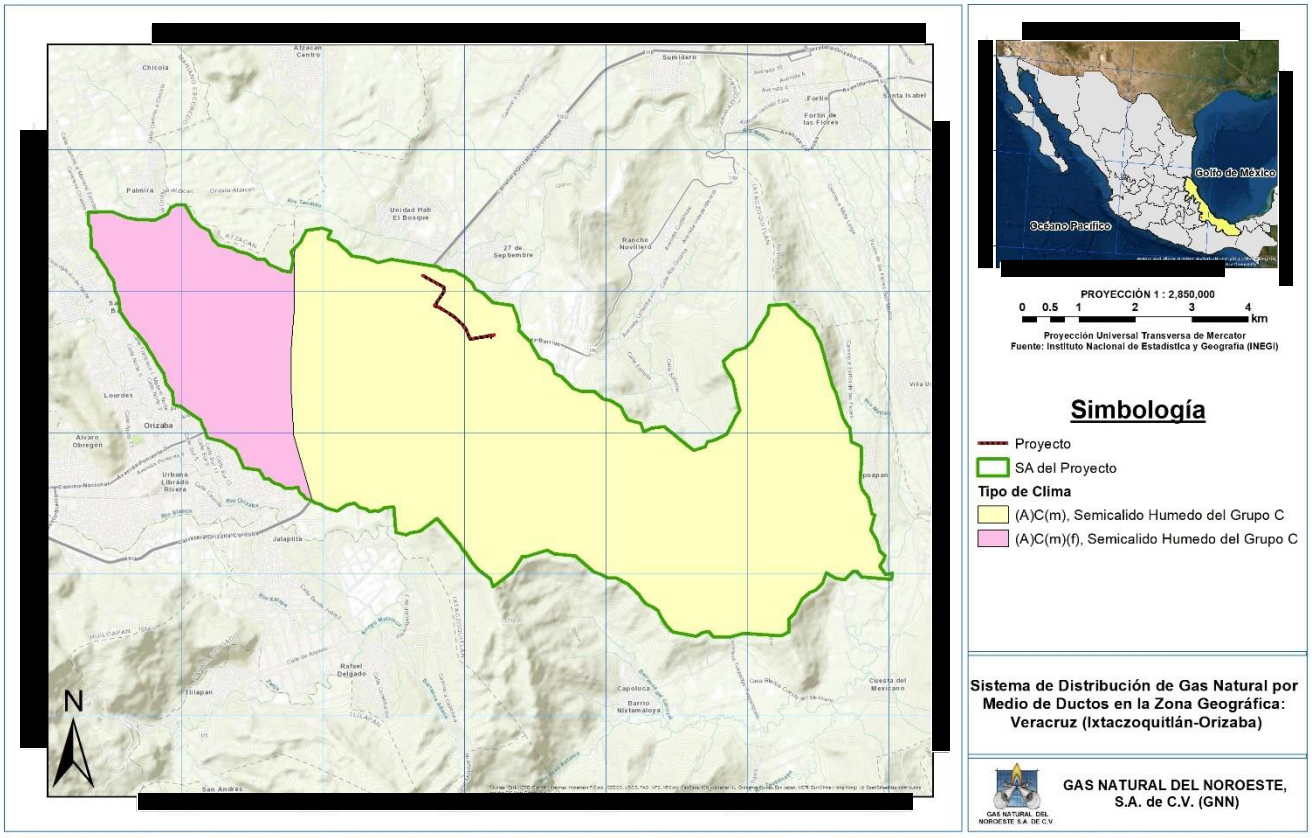


Figura 1 Tipos de Climas existentes en el SA del proyecto.

A.1 Precipitación

De acuerdo con 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, la mayor parte del SA del proyecto presenta valores de precipitación entre 1 800 a 2 000 mm que es donde incide el proyecto, mientras que el resto corresponde a valores de precipitación entre 1 200 mm y 2 500 mm.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

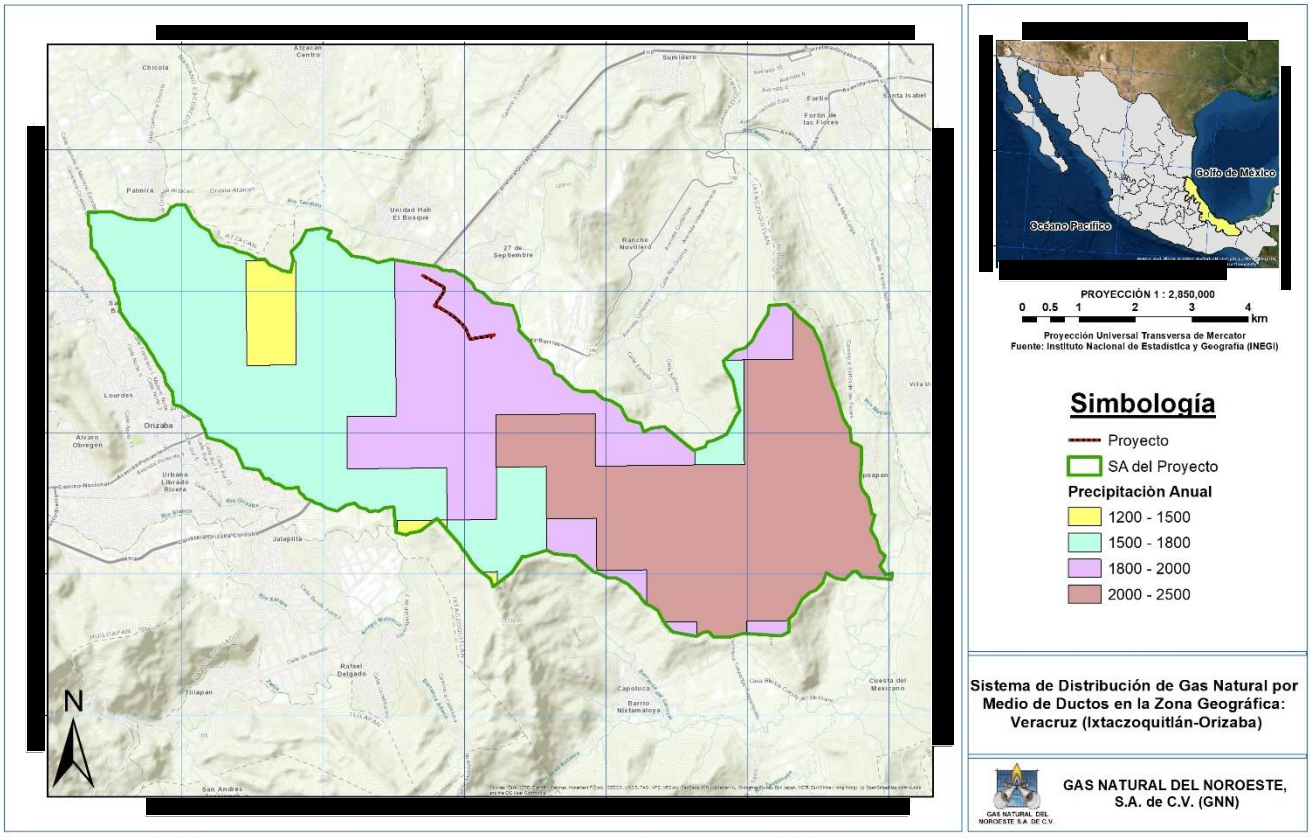


Figura 2 Valores de precipitación existentes en el SA.

A.2 Temperatura

De acuerdo con 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, en la totalidad de la superficie del SA, se presentan temperaturas anuales con valores entre 18°C y 22°C.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

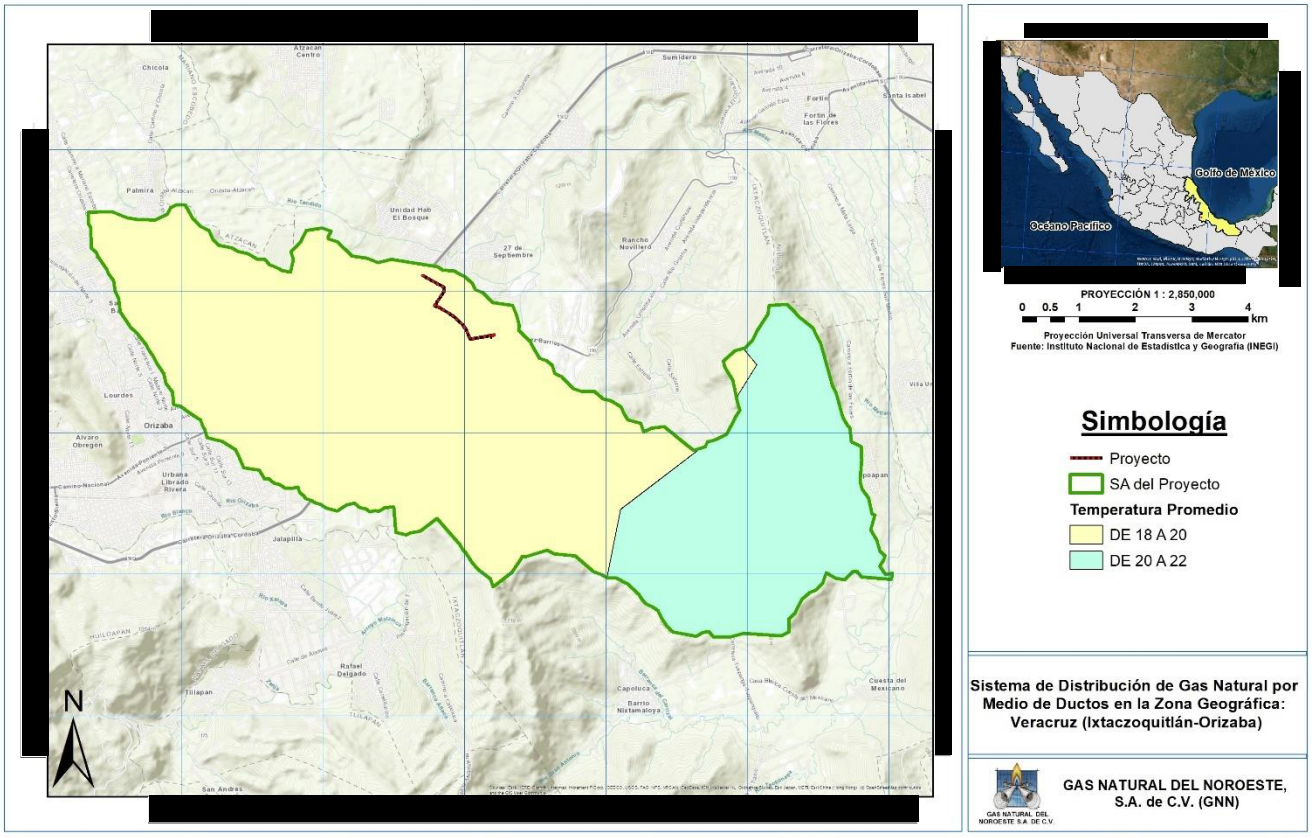


Figura 3 Valores de temperatura existentes en el SA.

A.3 Normales Climatológicas

Dentro de la delimitación del SA se localizan diferentes estaciones climatológicas, de las cuales se seleccionó la que tiene incidencia en el SA proyecto, de la cual, se tomaron los datos de temperatura y precipitación para establecer los históricos promedios en la zona del proyecto, de acuerdo a lo que se establece en la siguiente tabla:

Tabla 2 Normales Climatológicas.

ESTADO DE: VERACRUZ DE IGNACIO DE LA LLAVE						PERIODO: 1981-2010							
ESTACIÓN: 30115 NARANJAL (CFE)				Latitud: 18° 48' 50''			Longitud: 096° 57' 44''				ALTURA: 697 MSNM		
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)													
Normal	23.9	25.3	37.6	30.1	31.1	30.4	29.5	29.8	29.3	28.3	26.5	24.5	**28.0**
TEMPERATURA MEDIA (°C)													
Normal	18.0	29.0	20.9	23.2	24.6	24.6	23.6	23.8	23.8	22.6	20.6	18.7	**22.0**
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)													
Normal	12.1	12.7	14.1	16.3	18.0	18.8	17.8	17.8	18.2	16.9	14.8	13.0	**15.9**
PRECIPITACIÓN (mm)													
Normal	52.7	44.6	46.0	70.7	135.0	383.2	434.8	474.0	455.5	214.8	90.3	61.0	**2 462.6**

Fuente: Comisión Nacional del Agua (CNA)

De acuerdo con la tabla anterior, los valores de precipitación y temperatura promedios en el SA del proyecto son 2 462.6 mm anuales y 22.0°C, así mismo de acuerdo con los datos consultados en el Instituto Nacional de Investigaciones Forestales Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) la velocidad del viento promedio es de 3 m/s y el promedio histórico de humedad relativa es de 60%

A.4 Fenómenos Climatológicos

En la región donde se localiza el proyecto, los fenómenos climatológicos se presentan de la siguiente manera:

- ✓ *Heladas:* Se presentan de manera muy esporádica, con la posibilidad de que ocurran en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre, sin embargo, en octubre se presentan ocasionalmente heladas tempranas y en marzo heladas tardías.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 10 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, los cuales han causado desastres principalmente en los estados ubicados en la costa Este y Oeste de la República Mexicana. A continuación, se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del año 2009 al 2019.

Tabla 3 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2006 al 2019.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2019	Atlántico	De acuerdo a los datos del Servicio Meteorológico Nacional, ningún Huracán o Tormenta Tropical tocó tierra.		
	Pacífico			
2018	Atlántico	*Ninguno tocó tierra*		
	Pacífico	Vicente	TT	Chiapas, Oaxaca, Guerreo, Michoacán y Colima.
		Sergio	H4	Baja California Sur, Baja California, Sonora y Sinaloa.
		Carlotta	TT	Oaxaca, Michoacán y Guerrero.
		Bud	H1	Baja California Sur, Sonora y Sinaloa.
2017	Atlántico	Franklin	H1	Quintana Roo, Yucatán y Veracruz.
		Katia	H2	Veracruz y Puebla.
	Pacífico	Beatriz	TT	Oaxaca.
		Calvin	TT	Oaxaca y Chiapas.
		Lidia	TT	Baja California Sur y Baja California.
2016	Pacífico	Depresión Tropical No. 1	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Javier	TT	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Baja California Sur.
		Newton	H1	Baja California Sur y Sonora.
	Atlántico	Colin	TT	Yucatán y Quintana Roo.
		Danielle	TT	Hidalgo, Tamaulipas, Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.
		Earl	H1	Puebla, Veracruz, Tabasco y Campeche.
2015	Pacífico	Blanca	H4	Baja California y Baja California Sur.
		Carlos	H1	Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		D.T. No. 16	DT	Baja California, Baja California Sur y Sonora.
		Patricia	H5	Colima, Jalisco, Nayarit y Zacatecas.
2014	Pacífico	Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco.
		Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo,

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
				Puebla y Veracruz.
		Depresión Tropical 9	DT	Campeche.
2013	Pacífico	Bárbara	H1	Chiapas y Oaxaca.
		Erick	H1	Oaxaca y Baja California Sur.
		Ivo	TT	Baja California Sur
		Juliette	TT	Sinaloa y Baja California Sur.
		Lorena	TT	Michoacán, Jalisco, Colima, Nayarit y Sinaloa.
		Manuel	H1	Guerrero, Michoacán, Colima y Jalisco.
		Sonia	TT	Sinaloa.
	Atlántico	Barry	TT	Campeche y Veracruz.
		Fernand	TT	Campeche y Veracruz.
		D.T. 8	DT	Tamaulipas.
		Ingrid	H1	Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.
		Karen	TT	Yucatán y Quintana Roo.
2012	Pacífico	Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur.
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca.
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas e Hidalgo.
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco.
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz.
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche.
		Hermine	TT	Tamaulipas.
		DT 2	DT	Tamaulipas.
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León.
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora.
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz.
		Ágatha	TT	Chiapas.
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero.
		Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo.

H: Huracán. TT: Tormenta Tropical. DT: Depresión Tropical

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)

De acuerdo a la **Tabla 3** y a las consultas de información para el áera del proyecto, se considera que el estado de Verazcruz es una zona susceptible a fenómenos climatologicos esporádicos y muy remotos, ya que si bien existen fenomenos que han impactado directamente al estado, en los últimos 10 años se tienen los registros de las afectaciones que causaron las Depresion Tropical 11E en el año 2009, Matthew en el año 2010, Harvey en el año 2011, el Huracane categoría 3 denominado Karl en el año 2010 y el Huracan categoria 1 y 2 denominado Ernesto y Carlotta en el año 2012, los Hurancanes categoria 1 denominado Ingrid en el año 2013 y Earl en el año 2016, por las Tormentas Tropicales Nate y Helene el año 2011, Barry y Fernand en el año 2013, Dolly en el año 2014, Danielle en el año 2016

II.1.2 Geomorfología.

El SA del proyecto se localiza en el estado de Veracruz, dentro de la delimitación de la Provincia Fisiográfica denominada Eje Neovolcánico, dentro de la Subprovincia Fisiográfica conocida como Chiconquiaco, donde existen sistemas de topoformas conformados principalmente por Lomerío de aluvión antiguo con Llanuras.

Tabla 4 Características de la Provincia Fisiográfica donde incide el SA.

Provincia Fisiográfica	Subprovincia Fisiográfica	Sistema de Topoformas
Eje Neovolcánico	Chiconquiaco	Lomerío de aluvión antiguo con Llanuras

A continuación, se describen las características de las Provincias Fisiográficas.

- **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 de México y los estados Ciudad 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 Paricutín es un ejemplo de ello) estando los principales volcanes en actividad o cubiertos de nieves eternas mercedes 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 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 Neovolcánica 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: INEGI. Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

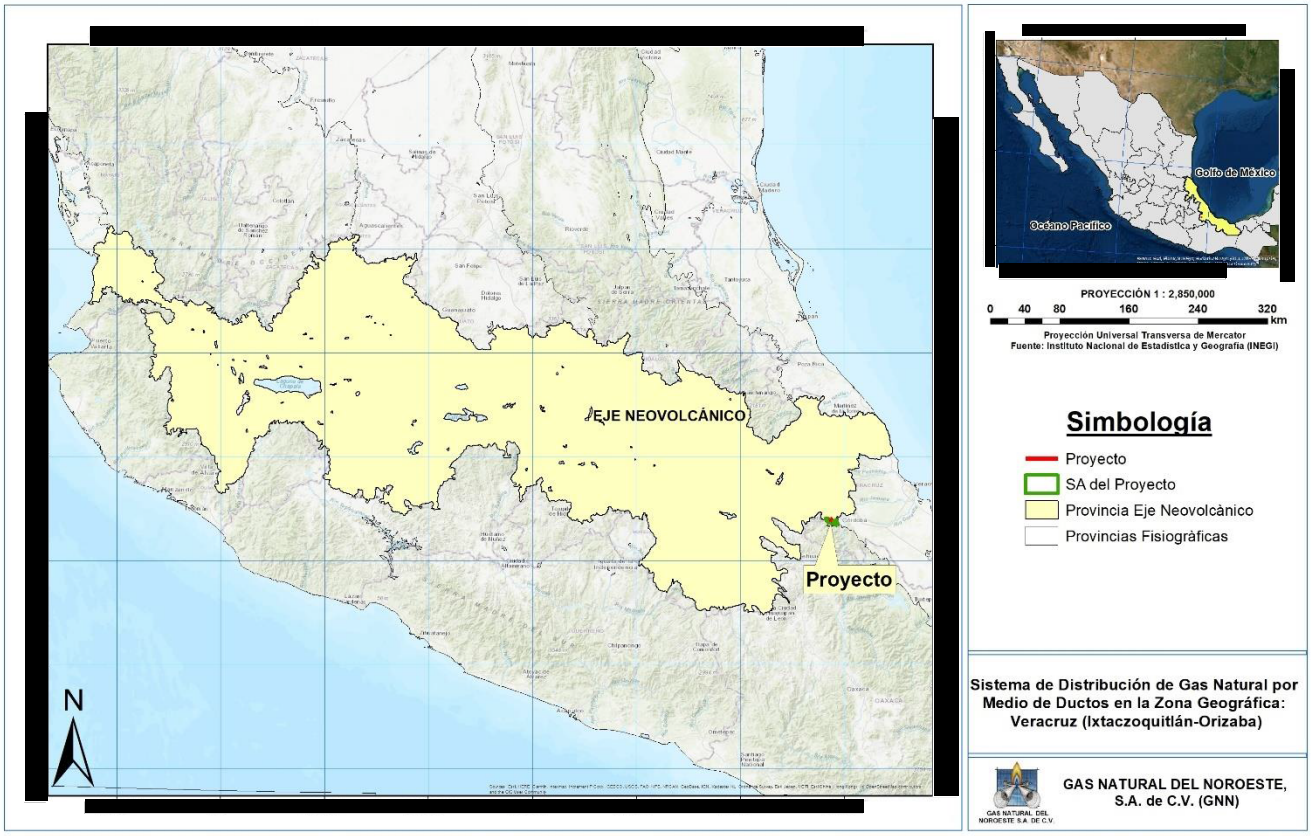


Figura 4 Incidencia del SA dentro de las Provincias Fisiográficas.

A continuación, se presenta una descripción de la Subprovincia en la que se localiza el SA y se pretende desarrollar el proyecto.

- **Subprovincia Chiconquiaco:** Esta subprovincia se caracteriza por estar conformada por topoformas que están asociadas con lomeríos, que pueden ser clasificados en lomeríos suaves, lomeríos suaves con cañadas y lomeríos de colinas redondeas con mesetas. En la porción oeste del acuífero las elevaciones de 200 a 150 metros sobre el nivel del mar, clasificadas como zona marginal de la sierra, se distinguen por lomeríos suaves, ligeramente ondulados y mesetas escalonadas que definen la zona de transición entre esta provincia y la planicie costera, ocupando aproximadamente el 30 por ciento de la superficie que comprende el acuífero.

  La geomorfología de la sierra corresponde a un levantamiento orogénico, con fuertes pendientes, surcada por grandes serranías de origen calcáreo o ígneo. Las corrientes fluviales en estas partes altas son de tipo dendrítico, mostrando en su iniciación cortes profundos en forma de V por donde las aguas torrenciales se precipitan formando grandes rápidos y caídas, para seguir con cauces más amplios y menos profundos en las partes más bajas, antes de acercarse a la Planicie Costera.

Fuente: INEGI. Síntesis Geográfica del Estado de Nuevo León. 1981

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

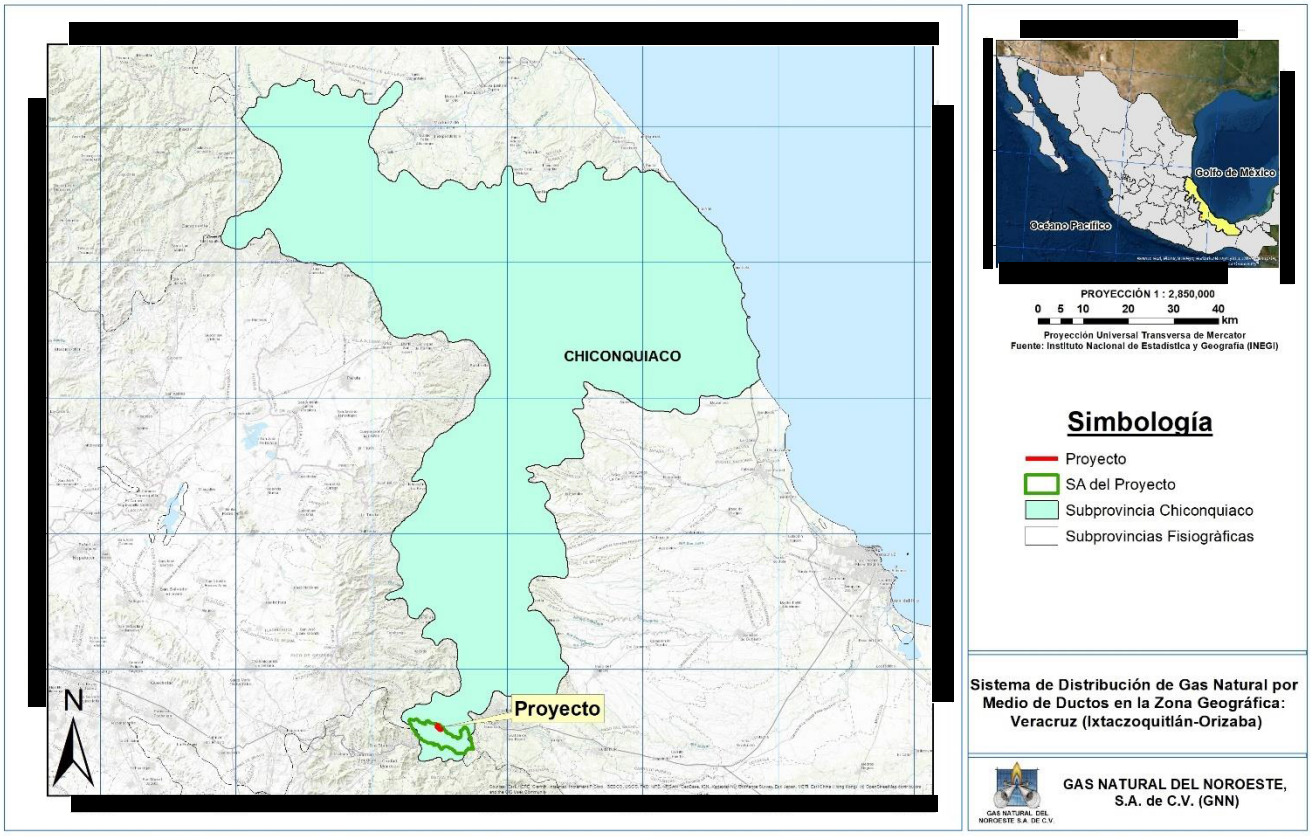


Figura 5 Subprovincia donde incide el SA del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

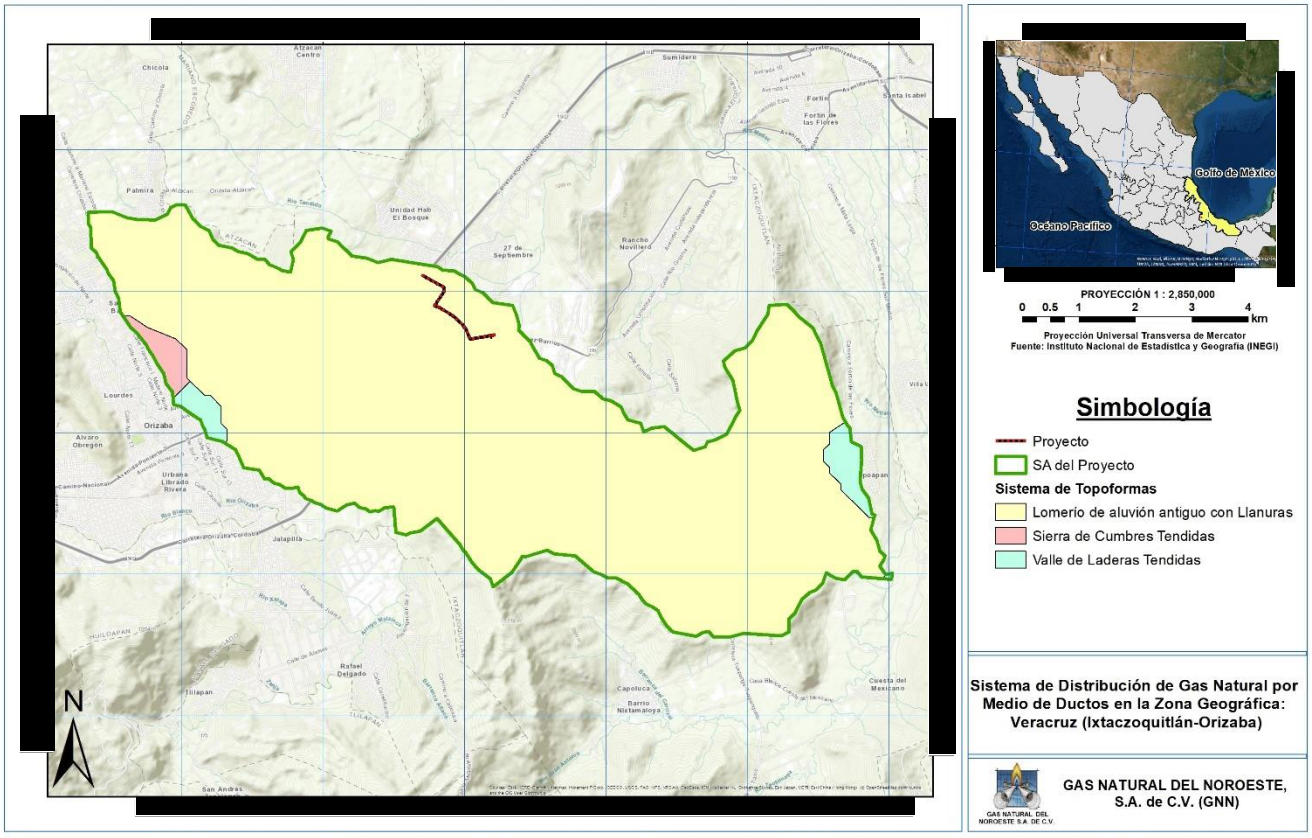


Figura 6 Sistemas de Topoformas existentes en el SA del proyecto.

II.1.3 Geología.

La geología presente en el SA está conformada y predominado por Suelo Aluvial y se complementa con Rocas Sedimentarias (Caliza y Lutita), de acuerdo con la carta geológica del INEGI, mismas que se describen a continuación.

- ***Suelo Aluvial:*** Los suelos aluviales son suelos de origen fluvial, poco evolucionados, aunque profundos. Aparecen en las vegas de los principales ríos. Se incluyen dentro de los fluvisolescalcáricos y eútricos, así como antosoles áricos y cumúlicos, si la superficie presenta elevación por aporte antrópico, o bien si han sido sometidos a cultivo profundo. Los suelos aluviales son suelos con perfil poco desarrollado formados de materiales transportados por corrientes de agua. Sobre su superficie se ha acumulado algo de materia orgánica. Son suelos que tienen mala filtración y oscuros. Son suelos recientes.

- ***Sedimentaria, Caliza:*** Es una roca muy abundante, constituye más del 10% del conjunto de rocas sedimentarias de nuestro planeta. Se presenta en numerosas variedades siendo sus principales la Dolomita, la Creta y el Pedernal distinguiéndose unas de otras por su textura, su contenido fosilífero, su composición química, su grano y su color. La caliza pura es blanca,

pero su contenido en impurezas, como arcilla, óxido de hierro entre otros, hace que pueda tener color crema, rojizo o gris.

Esta roca sedimentaria está compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO3) generalmente calcita. También puede contener pequeñas cantidades de arcilla, siderita, cuarzo, entre otros. Reconocer este tipo de roca es muy fácil, gracias a dos características físicas y químicas fundamentales de la calcita; es menos dura que el acero y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos tales como el ácido clorhídrico. El origen de este tipo de roca puede ser de agua dulce o de origen marino, y componerse de material químicamente precipitado orgánico o detrítico.

- ***Sedimentaria, Lutita:*** Es una roca sedimentaria clástica o detrítica formada principalmente por granos que tienen un tamaño menor a 0.002mm (arcillas) dispuestos en una textura laminada, mineralógicamente está compuesta de minerales arcillosos y micáceos como caolinita, clorita, montmorillonita, moscovita, illita, además, cuarzo, feldespatos y óxidos de hierro.

  La lutita es la roca sedimentaria que más extensión tiene sobre la superficie de la tierra, sin embargo, debido a su composición y tamaño de grano es muy difícil estudiarla e identificar sus componentes a simple vista e incluso bajo el microscopio.

Fuente. Servicio Geológico Mexicano (SGM).

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

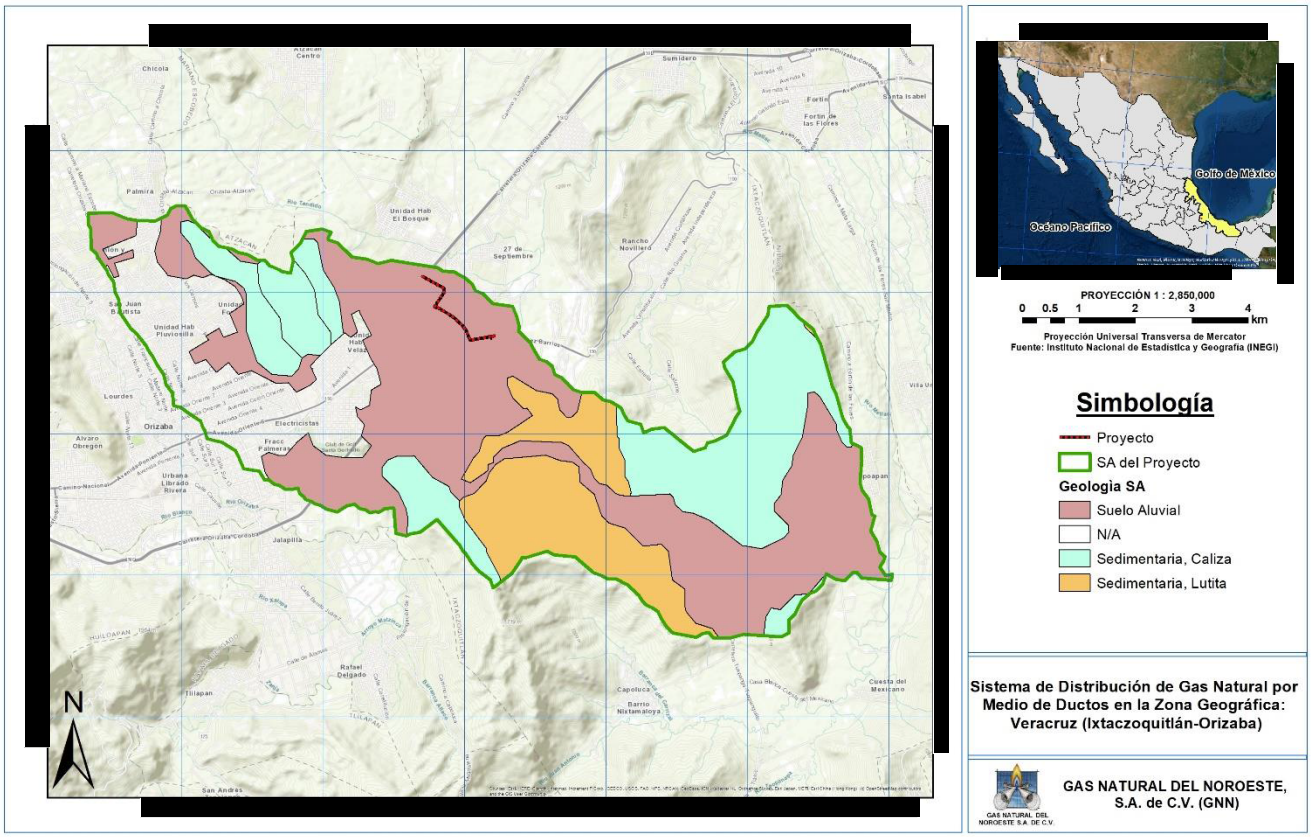


Figura 7 Características geológicas del SA.

Tabla 5 Distribución de las características Geológicas del SA

Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
Q(al)	Suelo Aluvial	2 344.6095	44.86
Ki(cz)	Sedimentaria, Caliza	1 274.0566	24.38
N/A	N/A	832.8946	15.94
Ks(lu)	Sedimentaria, Lutita	774.5575	14.82

B.2.2 Presencia de fallas y fracturamientos.

Los sismos (temblores o terremotos) se producen por el rompimiento de la roca de que se compone la corteza terrestre. La corteza terrestre se comporta como un material frágil (similar al vidrio) que se resquebraja por la acción de una fuerza externa que sobrepasa la resistencia del material. Cuando dos placas tectónicas o bloques de corteza terrestre están en contacto, se produce fricción entre ellas, manteniéndolas en contacto hasta que la fuerza que se acumula por el movimiento entre las placas sea mayor que la fuerza de fricción que las mantiene en contacto. En ese momento se produce un al romperse ese contacto. La Energía Elástica que se había acumulado en la zona de contacto se libera en forma de calor, deformación de la roca y en energía sísmica que propaga por el interior de la Tierra. Esta energía sísmica que se propaga como ondas (similares a las ondas del sonido) es lo que sentimos bajo los pies cuando ocurre un temblor.

El territorio mexicano se encuentra dividido entre cinco placas tectónicas. La mayor parte del país se encuentra sobre la placa NORTEAMERICANA. Esta gran placa tectónica contiene a todo Norteamérica, parte del océano Atlántico y parte de Asia. La península de Baja California se encuentra sobre otra gran placa tectónica, la placa del PACÍFICO. Sobre esta placa también se encuentra gran parte del estado de California en los Estados Unidos y gran parte del océano Pacífico. El sur de Chiapas se encuentra dentro de la placa CARIBE. Esta pequeña placa contiene a gran parte de las islas caribeñas y los países de Centro América. Otras dos pequeñas placas oceánicas conforman el rompecabezas tectónico de México, Cocos y Rivera y del Pacifico.

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas. Esto se realizó con fines de diseño antisísmico. Para realizar esta división se utilizaron los catálogos de sismos de la República Mexicana desde inicios de siglo, grandes sismos que aparecen en los registros históricos y los registros de aceleración del suelo de algunos de los grandes temblores ocurridos en este siglo. Estas zonas son un reflejo de que tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo.

De acuerdo a las Cartas Estatales Geológicas, Escala 1:1 000 000, dentro de la superficie del SAR y sus áreas adyacentes no se observan fallas y/o fracturas geológicas que pongan en riesgo la integridad física de la infraestructura que conformará el proyecto.

B.2.3 Susceptibilidad de la Zona.

Baja California se encuentra en una zona de actividad sísmica debido a su ubicación en una placa diferente a la del resto del país y su conexión al sistema de fallas geológicas conocido como San Andrés, que es el área de contacto o frontera entre dos de las más grandes placas tectónicas del mundo: la placa del Pacífico y la placa de Norteamérica. Esta falla tiene una longitud de más de 1,250 kilómetros y se extiende a profundidades de más de 15 kilómetros.

En Baja California tiembla porque el proceso de separación de la península respecto del macizo continental aún está activo a lo largo del sistema de fallas de San Andrés-Golfo de California. Se sabe que la península de Baja California es parte de la placa del Pacífico mientras que el resto de México está en la placa de Norteamérica. Diversos estudios han demostrado que el movimiento relativo entre estas dos placas es de aproximadamente 6 centímetros por año.

El SAR así como el proyecto se encuentra enclavado en la zona "C" catalogado como de Riesgo intermedio, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

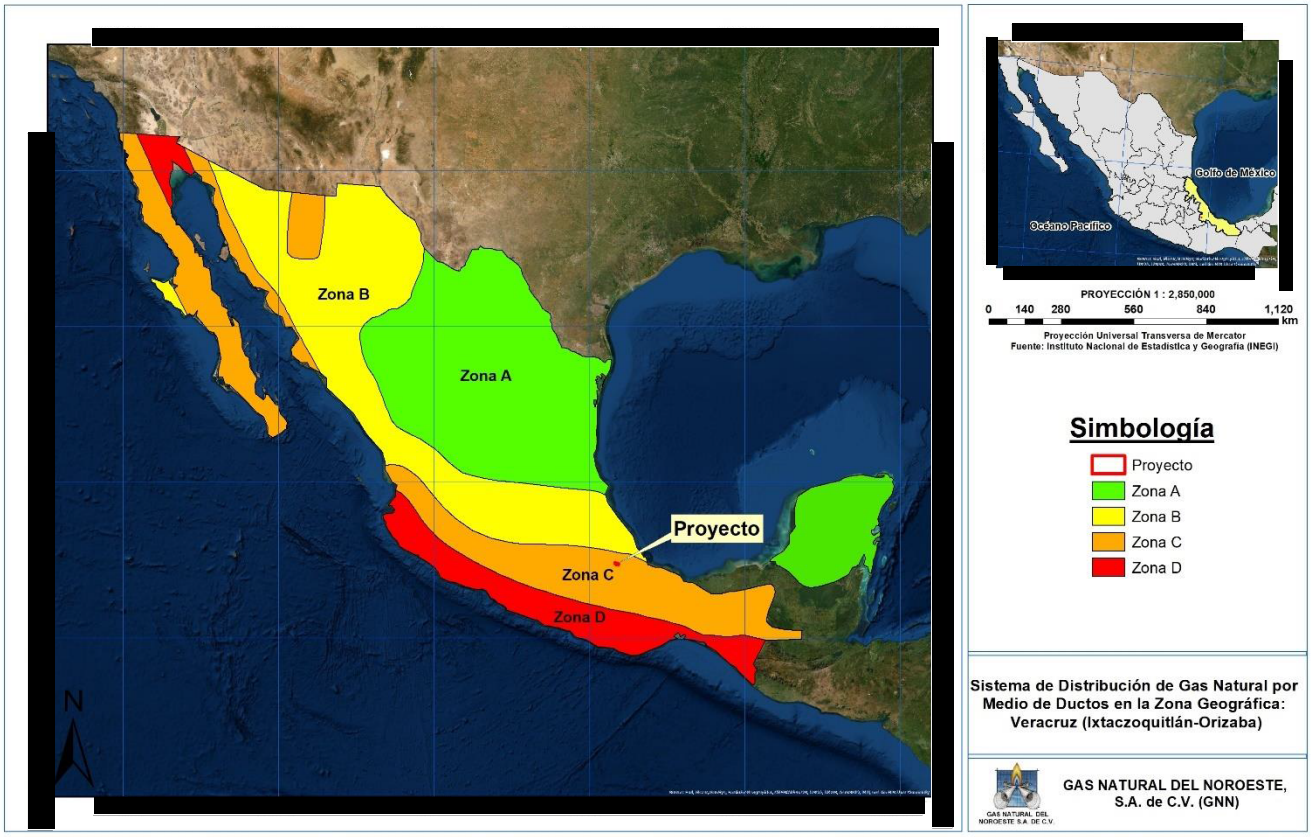


Figura 8 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País.

En cuanto a la susceptibilidad a la actividad volcánica, dentro del SA o sus alrededores no se localizan volcanes que puedan afectar la integridad mecánica del proyecto, por lo que la zona no es susceptible a este tipo de fenómenos.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

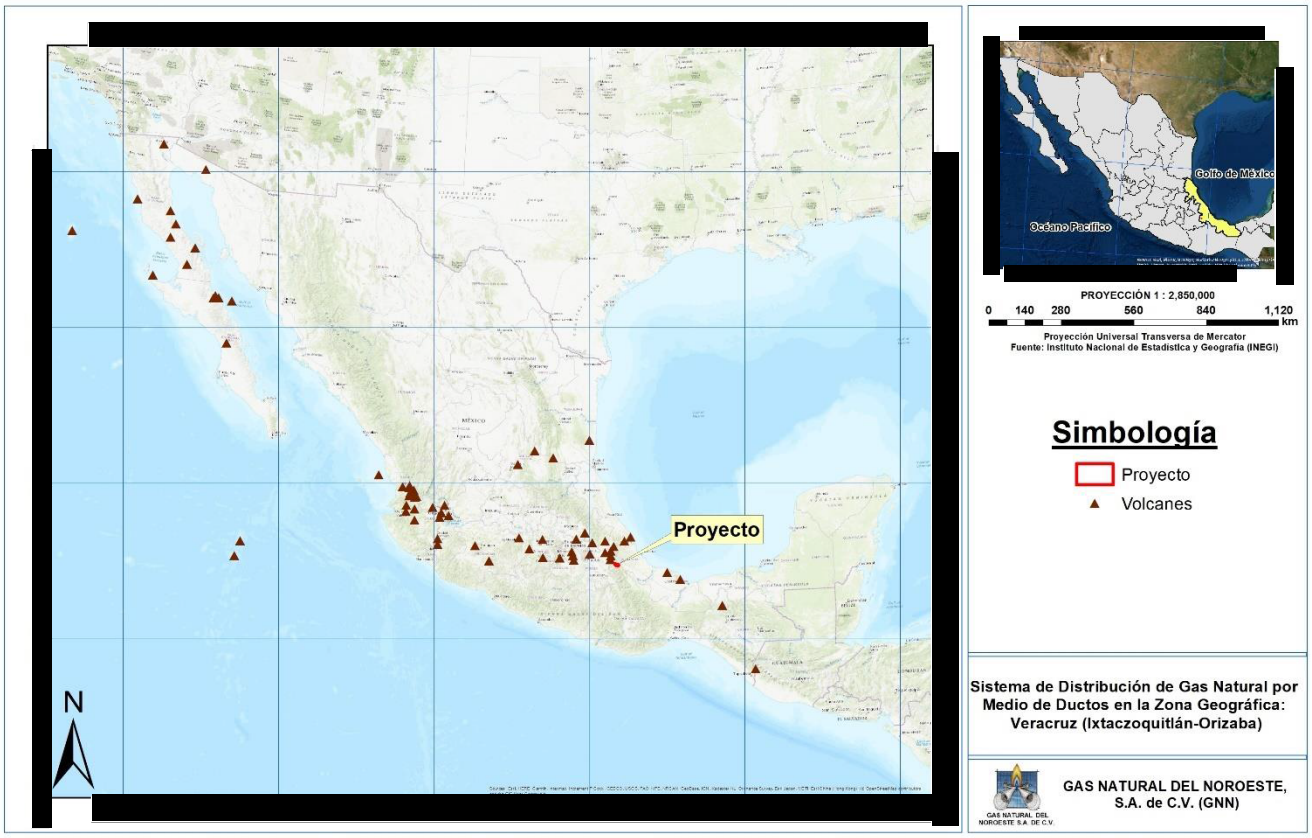


Figura 9 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México.

II.1.4 Edafología.

Los tipos de suelo existentes en el SAR del proyecto son en mayor parte al tipo Vertisol, y en menor medida el tipo Leptosol, mismos que se describen a continuación:

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

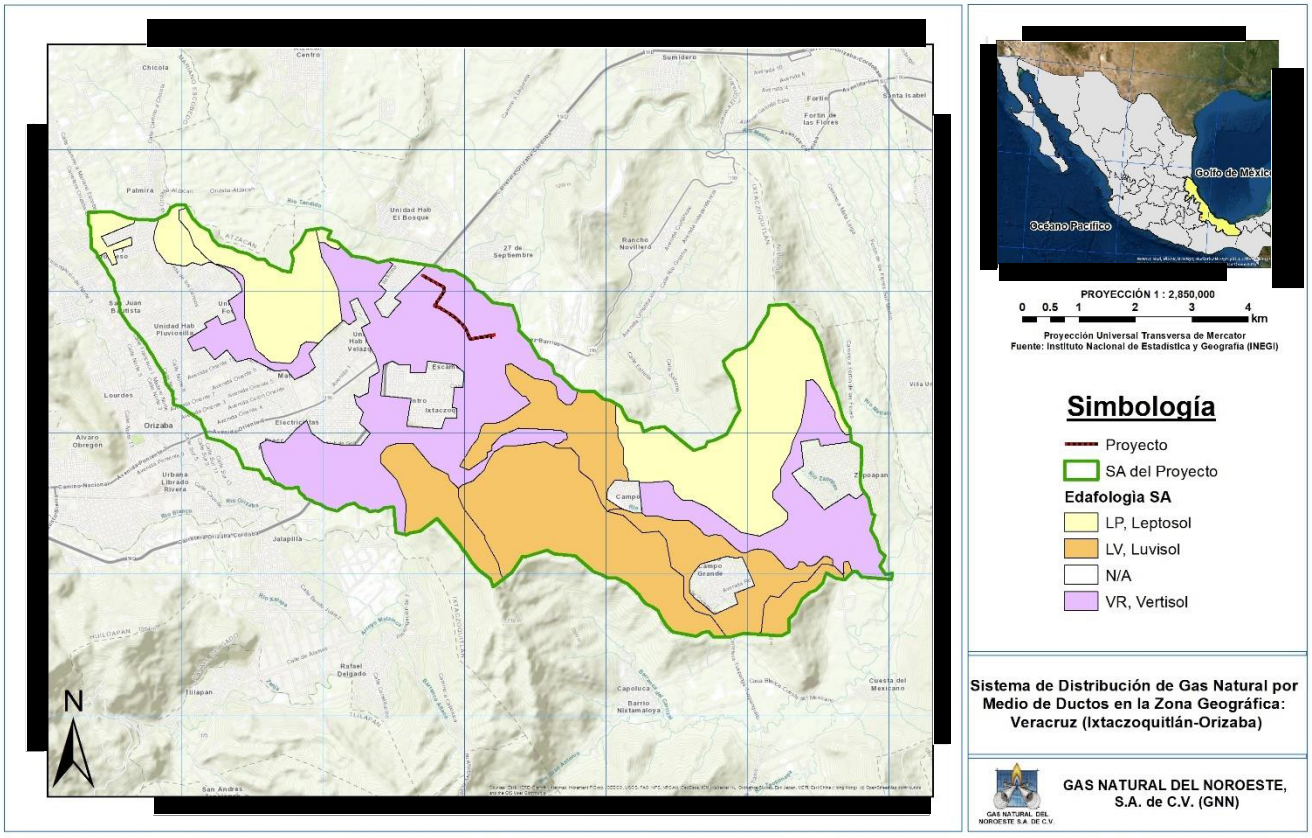


Figura 10 Edafología presente en el SA.

Tabla 6 Tipos de Suelo en el SA.

Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
VR	Vertisol	1 548.4451	29.63
LV	Luvisol	1 345.7029	25.75
N/A	N/A	1 246.9499	23.86
LP	Leptosol	1 085.0204	20.76

Leptosol: El término leptosol deriva del vocablo griego "leptos" que significa delgado, haciendo alusión a su espesor reducido.

El material original puede ser cualquiera tanto rocas como materiales no consolidados con menos del 10 % de tierra fina.

Aparecen fundamentalmente en zonas altas o medias con una topografía escarpada y elevadas pendientes. Se encuentran en todas las zonas climáticas y, particularmente, en áreas fuertemente erosionadas.

El desarrollo del perfil es de tipo AR o AC, muy rara vez aparece un incipiente horizonte B. En materiales fuertemente calcáreos y muy alterados puede presentar un horizonte Móllico con signos de gran actividad biológica.

Son suelos poco o nada atractivos para cultivos; presentan una potencialidad muy limitada para cultivos arbóreos o para pastos. Lo mejor es mantenerlos bajo bosque.

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.

El predio donde se realizará la construcción de la TAS incide en su totalidad en el tipo Feozem, Solonchak y Vertisol.

Luvisol: El término Luvisol deriva del vocablo latino "luere" que significa lavar, haciendo alusión al lavado de arcilla de los horizontes superiores para acumularse en una zona más profunda.

Los Luvisoles se desarrollan principalmente sobre una gran variedad de materiales no consolidados como depósitos glaciares, eólicos, aluviales y coluviales.

Predominan en zonas llanas o con suaves pendientes de climas templados fríos o cálidos, pero con una estación seca y otra húmeda, como el clima mediterráneo.

El perfil es de tipo ABtC. Sobre el horizonte Árgico puede aparecer un álbico, en este caso son integrados hacia los albeluvisoles. El amplio rango de materiales originales y condiciones ambientales, otorgan una gran diversidad a este Grupo.

Cuando el drenaje interno es adecuado, presentan una gran potencialidad para un gran número de cultivos a causa de su moderado estado de alteración y su, generalmente, alto grado de saturación.

II.1.5 Hidrología.

El SA y el proyecto quedan comprendidos en términos administrativos, dentro las siguientes regiones, cuencas y subcuencas hidrológicas:

Tabla 7 Características de la Región Hidrológica donde se ubica el SA.

Región Hidrológica	Cuenca	Subcuenca
Papaloapan	R. Papaloapan	R. Blanco

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

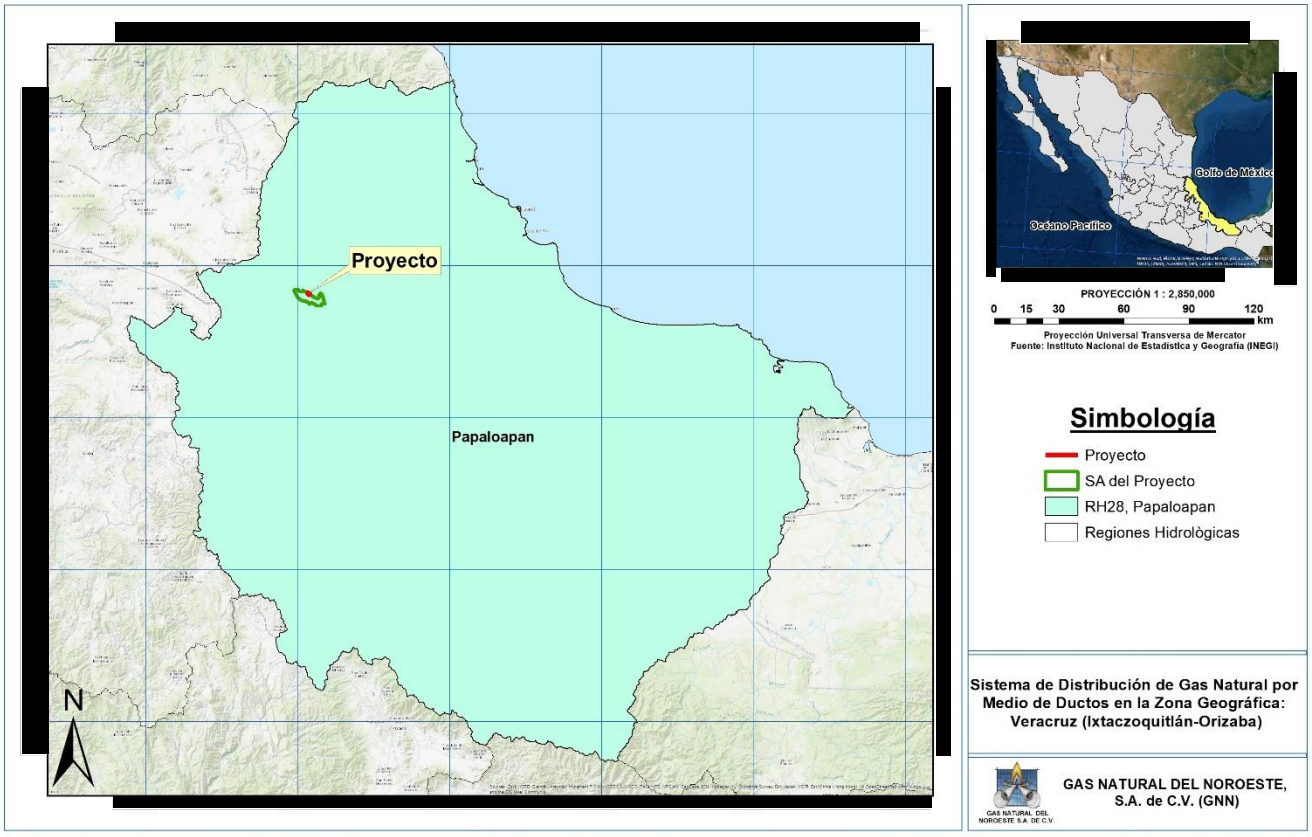


Figura 11 Región Hidrológica en la que incide el SA del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

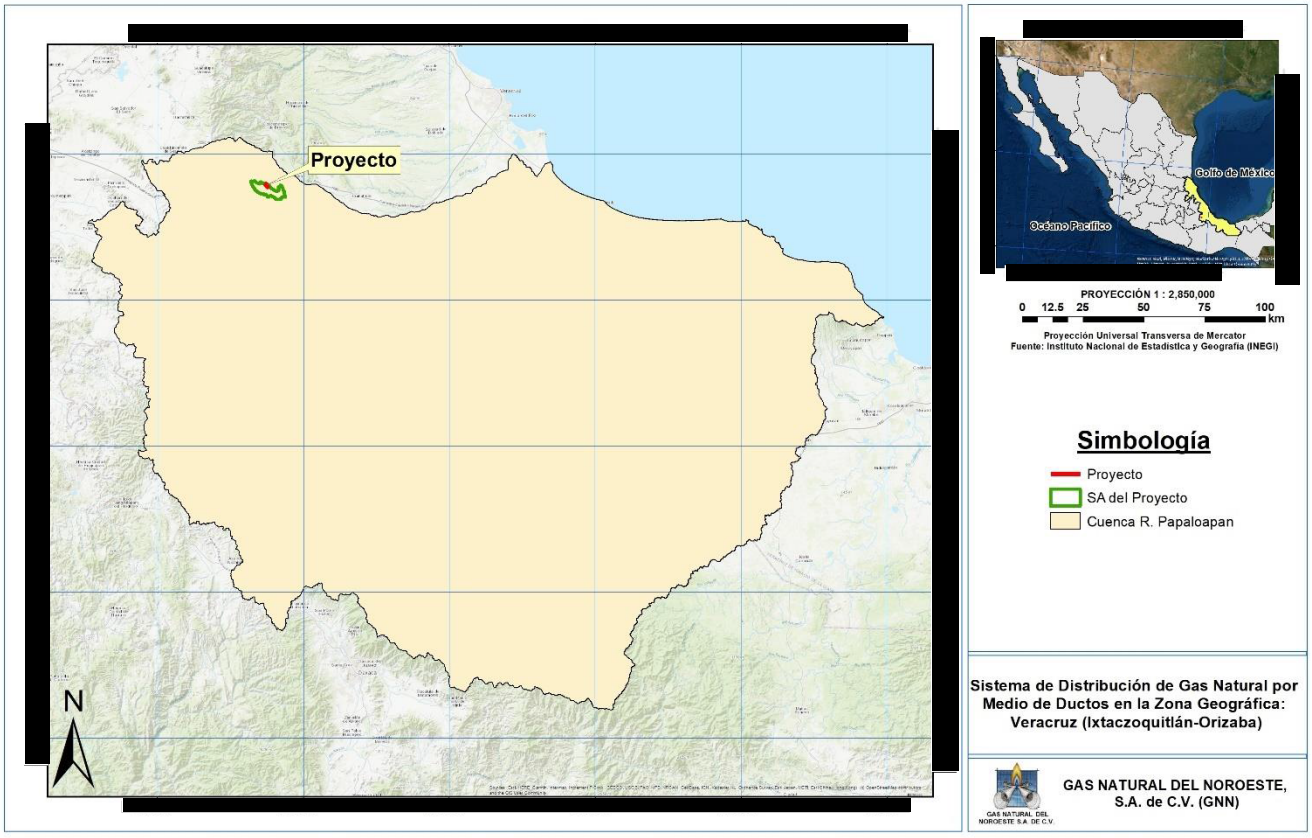


Figura 12 Cuenca Hidrológica en la que incide el SA del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

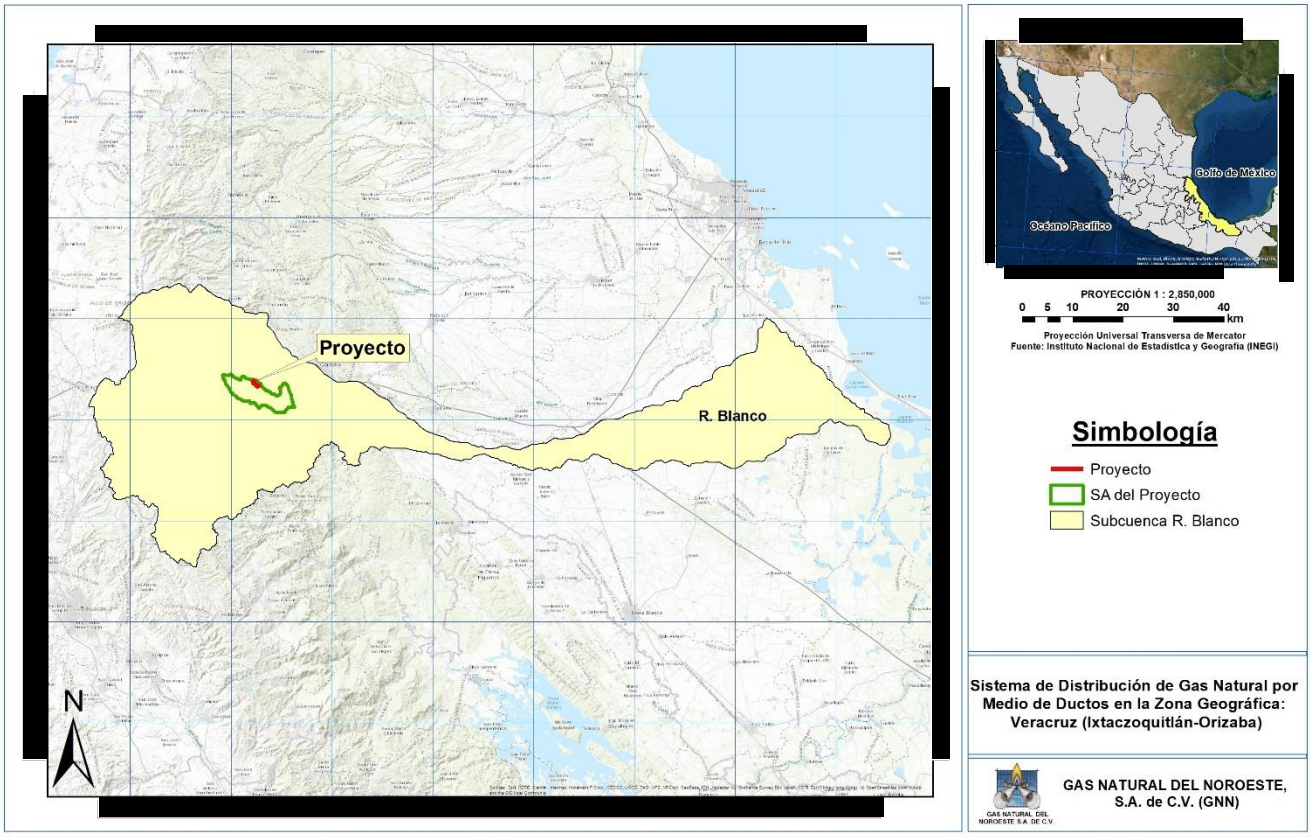


Figura 13 Subcuenca Hidrológica en la que incide el SA del proyecto.

a) Hidrología subterránea.

El acuífero Orizaba - Córdoba, se localiza en la porción central poniente del estado de Veracruz, contando con una superficie de 436.024 km², este caso se realizará el balance de la parte correspondiente a Orizaba que tiene una superficie de 289.874 km² y que se encuentra limitado por un polígono irregular.

ACUÍFERO ORIZABA-CORDOBA.

Recibe una precipitación media anual que varía entre 773.0 y 2,276.20 mm/ año, tiene una temperatura media anual de 17.9 a 23.10° C y una evaporación total que varía entre 749.40 y 1043.20 mm/año.

Además, cuenta con una red hidrográfica conformada por los ríos Blanco, Orizaba y el Metlac.

Las ciudades importantes que se encuentran comprendidas en esta área son: Orizaba, Tenango del Río Blanco, Santa Ana Atzacan, Ciudad Mendoza, Nogales e Ixtaczoquitlan, entre otras.

El acuífero cuenta con buena comunicación terrestre, ya que por esta, cruza la autopista de cuatro carriles en el tramo Orizaba – Veracruz y la carretera federal N° 150 y dentro de la zona existen una serie de caminos revestidos y transitables en toda época del año, mientras que por su área cruza el ferrocarril vía Puebla - Córdoba. La actividad más sobresaliente es la industrial, ya que cuenta con industrias como la de Cementos Apasco, Sabritas, Cervecería Moctezuma, el Ingenio Cuatlapan, entre otras.

Fuente: DETERMINACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE AGUA. CONAGUA.

II.1.6 Uso de Suelo y Vegetación.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

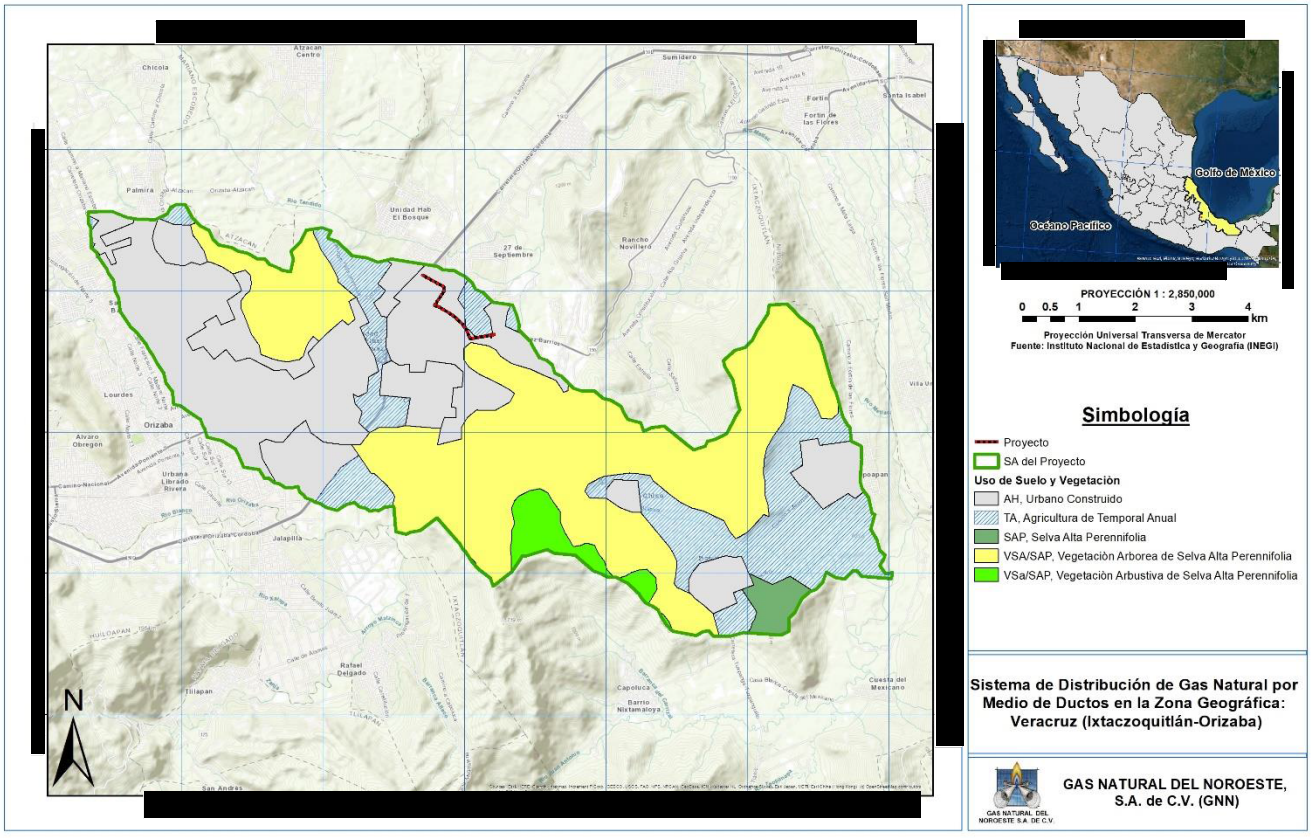


Figura 14 Uso de Suelo y Vegetación en el SA del proyecto.

A continuación, se indican los Usos de Suelo y Vegetación existentes en el SA:

Tabla 8 Uso de Suelo y Vegetación en el SA del Proyecto.

Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
VSA/SAP	Vegetación Arborea de Selva Alta Perennifolia	2 080.0428	39.98
AH	Urbano Construido	1 920.3755	36.91
TA	Agricultura de Temporal Anual	982.4007	18.88
VSa/SAP	Vegetación Arbustiva de Selva Alta Perennifolia	140.9336	2.71
SAP	Selva Alta Perennifolia	78.6124	1.51

En lo que corresponde a la trayectoria definida para el tendido de tubería, se constató que el Sistema de Distribución de Gas Natural quedará instado dentro de derechos de vía de carreteras municipales, vialidades urbanas de la cabecera municipal de Ixtaczoquitlán, por lo que no se causarán afectaciones a la vegetación existente en el SA.

II.1.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).

De acuerdo con la **Figura 15** y consulta de información en las fuentes electrónicas disponibles, el AIP del proyecto incide con un tipo de ANP del tipo federal denominada Cañón del Rio 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 suminchrasti).

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

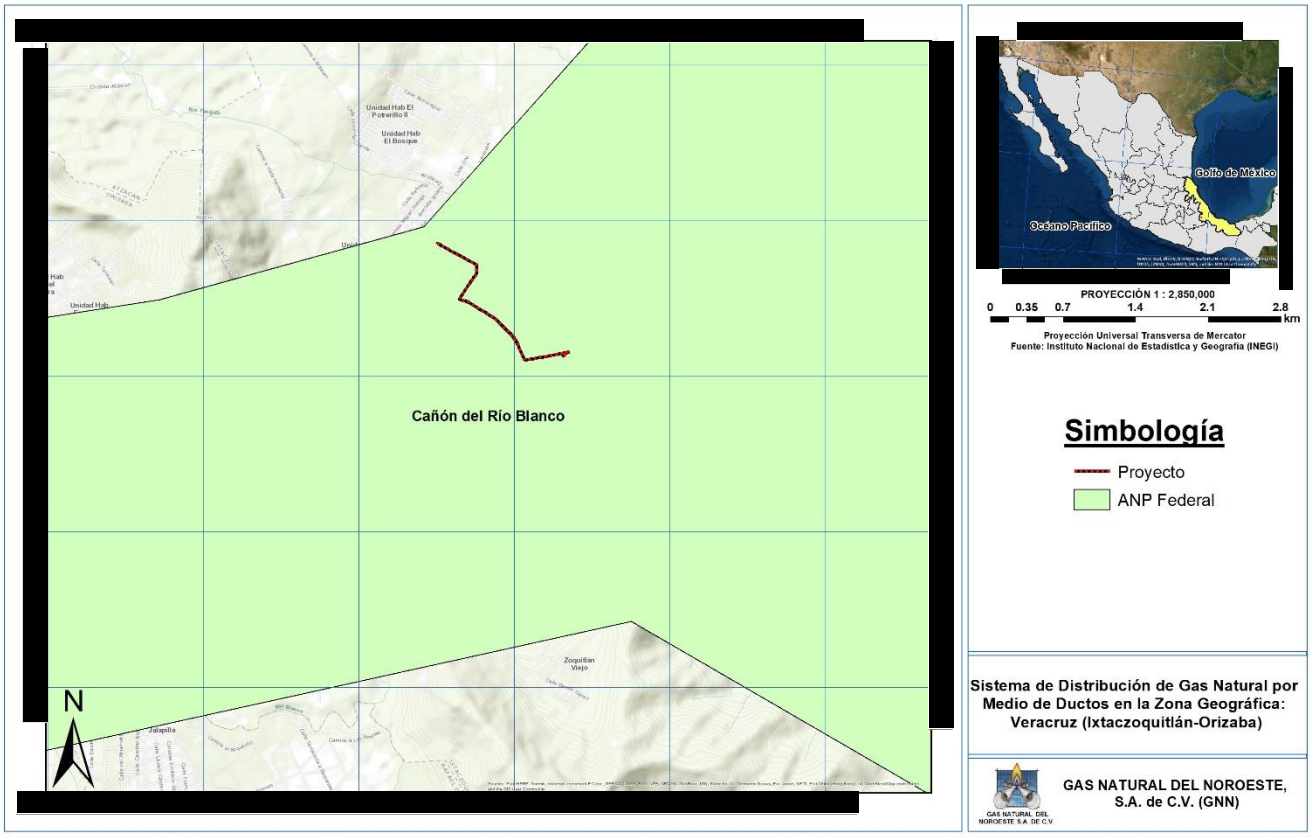


Figura 15 Incidencia del Proyecto en ANP Federal.

Índice

III. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS. 2
III.1 ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS. 2
III.1.1 Antecedentes de Accidentes e Incidentes. 2
III.1.2 Listas de Verificación. 15
III.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS. 17
III.2.1 Consideraciones para el Análisis Cualitativo de Riesgos. 18
III.2.2 Análisis Qué Pasa sí…?? 19
III.2.4 Jerarquización de Riesgos. 20
III.2.5 Escenarios de Riesgo Identificados. 23

Índice de Tablas

Tabla 1 Antecedentes de accidentes e incidentes. 13
Tabla 2 Resultados de la aplicación de la Lista de Verificación. 16
Tabla 3 Sistema Seleccionado 20
Tabla 4 Tabla de Consecuencias. 20
Tabla 5 Tabla de Frecuencias. 21
Tabla 6 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA). 22
Tabla 7 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po). 22
Tabla 8 Escenarios de Riesgo Identificados en el What If, por receptor de riesgo. 23

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

Para la realización del presente Estudio de Riesgo del Sector Hidrocarburos inherente a la construcción y operación del Sistema de Distribución de Gas Natural por parte de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se empleó la **Ingeniería Conceptual en su etapa de Diseño.**

III.1 Análisis e Identificación de Peligros.

El análisis e identificación de peligros 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.1.1 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.**

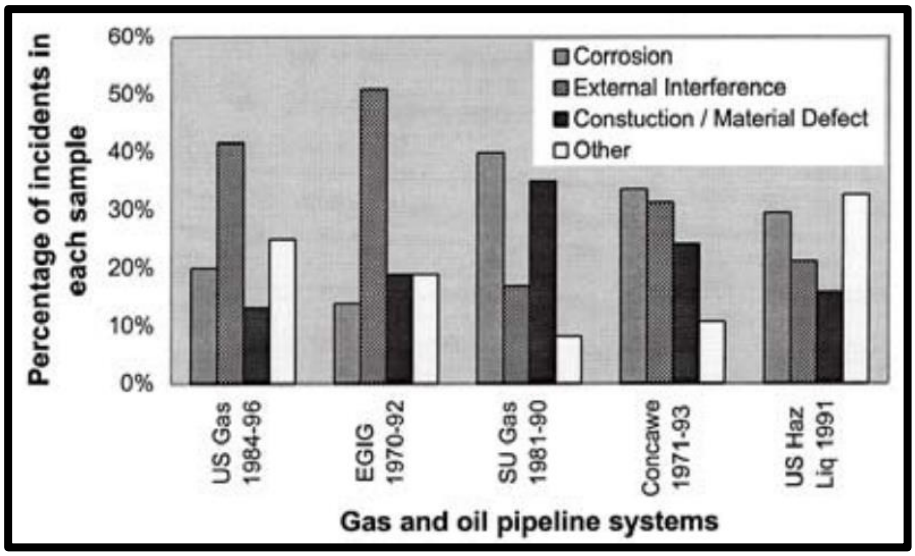


Figura 1 Causas de falla más comunes a nivel mundial

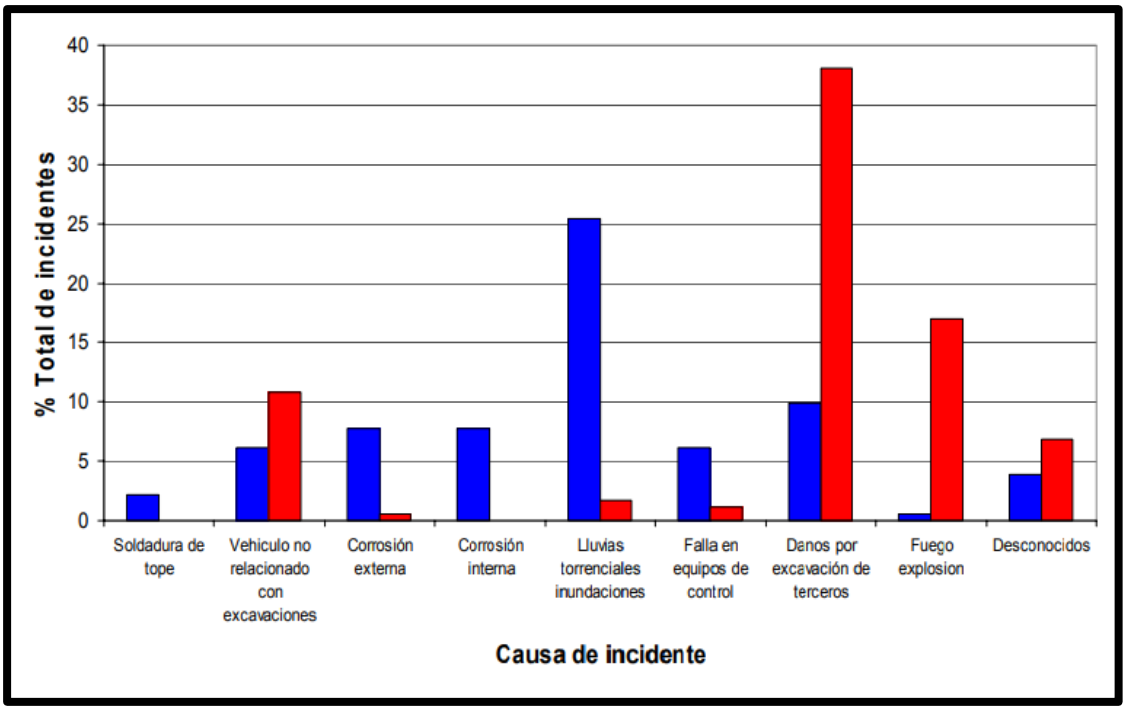


Figura 2 Causas de falla más comunes en gasoductos en Estados Unidos (2005).

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:

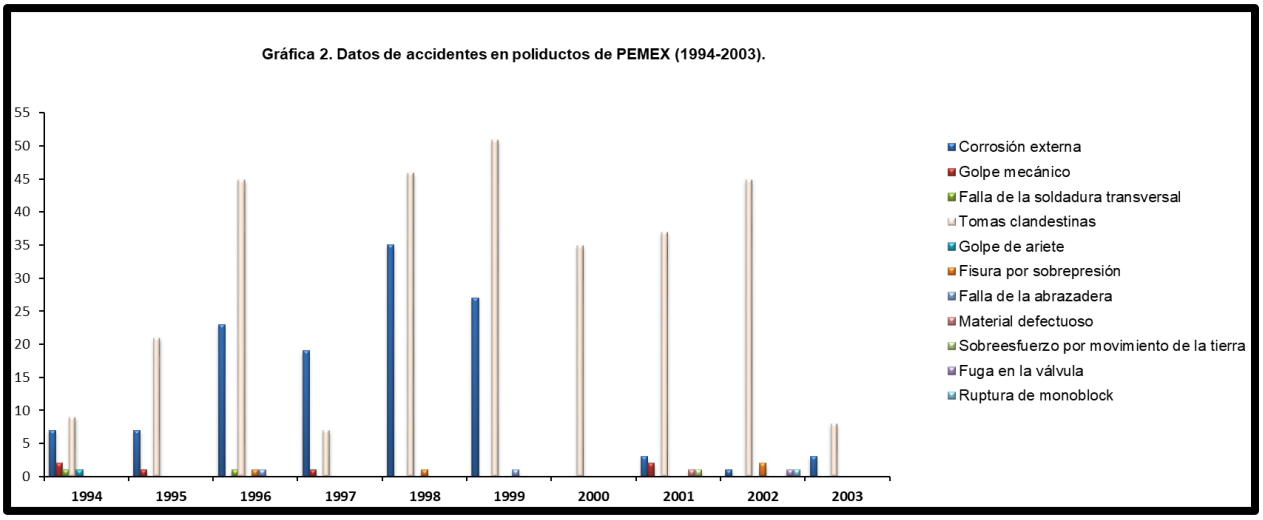


Figura 3 Datos de accidentes en poliductos de PEMEX (1994-2003).

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 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 "Aquiles 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 m^2 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. 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/cm^2 a 10 kg/cm^2, 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 Excélsior, 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

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 Balastrera, 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

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2019	Celaya, Gto.	Ducto	Gas Natural	Explosión e incendio	Golpe por maquinaria pesada	Personal lesionado	Desalojo de escuela 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 pro 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

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2011	San Pedro de las Colonias, Coahuila	Gasoducto de 18'' Ø	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	N/D
2011	Cosamaloapan, Veracruz.	Gasoducto	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	Cierre de ductos y mantenimiento 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	Crater de 16 m en suelo. Muerte de 12 personas	N/D

III.1.2 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".

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.

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	1	0
5.4 Documentación	7	2	0
5.5 Dictamen de Diseño	0	1	0
Totales:	**20 (50%)**	**4 (10%)**	**16 (40%)**

En el **Anexo 4,** se adjunta la **Lista de Verificación**; donde se pueden consultar los resultados obtenidos de la aplicación de la presente metodología preliminar.

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 Multidiscilpinario de Análisis de Riesgos (GMAR) determinó la aplicación de un Análisis ¿Qué pasa si…? (What if) para el gasoducto que conforma el sistema de distribución de gas natural.

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 Conceptual derivada del diseño inicial del proyecto:

- Memoria de Cálculo de los gasoductos que conforman el proyecto.
- Memoria Descriptiva de la trayectoria del gasoducto.
- Planos de la localización del Proyecto.

III.2.2 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 analizaron los gasoductos que conforman el sistema para distribución de gas natural.

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 3 Sistema Seleccionado

Sistema	Descripción	Dibujo de Referencia
1	Gasoductos que conforman el Sistema para Distribución de Gas Natural	GNN-Ver-Ixt-Ori-ASEA_21(ArB)

Las hojas de trabajo del análisis ¿Qué pasa si…? se presentan en el **Anexo 6. 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 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 4 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

Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
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 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
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 5 Tabla de Frecuencias.

Clasificación	Categoría	Descripción	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un Año.	≥1.0 ($\geq 1x10^{0}$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	≥0.2 a<1.0 ($\geq 2x10^{-1}$ a $<1x10^{0}$)
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 ($\geq 1x10^{-1}$ a $<2x10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un Periodo mayor a 10 años.	≥0.01 a <0.1 ($\geq 1x10^{-2}$ a $<1x10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la Vida útil de la instalación.	≥0.001 a <0.01 ($\geq 1x10^{-3}$ a $<1x10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la Fecha no existe ningún registro.	≥0.0001 a <0.001 ($\geq 1x10^{-4}$ a $<1x10^{-3}$)

III.2.4.1 Matrices de Riesgo resultantes del What If.

Tabla 6 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).

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

Tabla 7 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).

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

De los 22 escenarios de riesgo evaluados mediante What If, 19 (86.3%) recaen en la Zona de Riesgos Tolerables, 3 (13.7%) en la Zona de ALARP y ningún escenario en la zona de Riesgos No Tolerables.

III.2.5 Escenarios de Riesgo Identificados.

A continuación, se indica la relación de los escenarios de riesgo que fueron identificados en el Análisis What If, conforme a lo establecido en la Guía para la elaboración de los ARSH.

Cabe mencionar que, para una jerarquización más objetiva, se tomó la decisión de incluir un parámetro adicional, siendo este la Magnitud de Riesgo, empleando la formula simplificada del método William Fine, que se representa de la siguiente manera:

$$MR = FxC \quad \rightarrow \quad MR = F(C_{MA} + C_{Po})$$

Donde:

MR= Magnitud de Riesgo
F= Frecuencia
C= Consecuencias
C_{MA}= Consecuencias al medio ambiente
C_{Po}= Consecuencias a la población

Tabla 8 Escenarios de Riesgo Identificados en el What If, por receptor de riesgo.

Sist	Descripción del escenario	Frec	Consec.		Cat. Rsgo		MR	Sustancia Involucrada
			MA	Po	MA	Po		
1	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
2	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
2	1.2.- Toma clandestina	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
1	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5	2	C	C	34	Gas Natural
2	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5	2	C	C	34	Gas Natural
1	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	2	3	4	C	C	30	Gas Natural
2	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	2	3	4	C	C	30	Gas Natural
1	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural

Sist	Descripción del escenario	Frec	Consec.		Cat. Rsgo		MR	Sustancia Involucrada
			MA	Po	MA	Po		
1	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
2	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
2	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4	1	C	C	20	Gas Natural
2	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4	1	C	C	20	Gas Natural
1	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
2	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
2	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
2	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	1	1	C	C	16	Gas Natural
2	1.2.- Toma clandestina	2	1	1	C	C	16	Gas Natural

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.2.1 Árbol de Fallos. 3
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS. 4
IV.3.1 Relación de Escenarios y Consideraciones de Simulación. 5
IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia. 11
IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO. 12
IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad. 12
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo. 19

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. 9
Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión. 10
Tabla 6 Interacciones de Riesgo. 12
Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo. 13
Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1). 16
Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2). 18

IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

Como resultado de la realización del análisis de riesgo mediante What If, se tiene los siguiente:

- Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA): 22 escenarios (25%) identificados,
- Receptor de Riesgo Población (Po): 22 escenarios (25%) identificados.

De los 22 escenarios de riesgo evaluados mediante What If, 19 (86.3%) recaen en la Zona de Riesgos Tolerables, 3 (13.7%) en la Zona de ALARP y ningún escenario en la zona de Riesgos 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.2.1 Árbol de Fallos.

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 What if, se realizó el análisis de consecuencias, conforme a lo especificado en el apartado 5.4.2.2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA.

De acuerdo a los resultados del análisis 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 Consecuencias, 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 5.4.2.2 de la Guía de la ASEA, por lo que a continuación, se mencionan las consideraciones generales para la simulación de los escenarios de riesgo:

- Se seleccionó la estabilidad F, considerando una temperatura promedio anual de 21°C y una humedad relativa de 40%, 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 F. Además, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- 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, 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.
- La determinación de las Zonas de Amortiguamiento, Zona de Alto Riesgo y Zona de Alto Riesgo a por Daño a Equipos, considera lo siguiente respecto a la GUIA de la ASEA.

	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/cm2)	0.5 psi (0.035 kg/cm2)

IV.3.1 Relación de Escenarios 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:

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)	Duración de Fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
1	ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 8'' ø en Acero al Carbón.	B	8"	21	20	12.84	60 s	76.47	PC
2	ARSH-Esc2-Dcto-8"-AC	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 8'' ø en Acero al Carbón.	B	1.6"	21	20	12.84	60 s	3.06	CA

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

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 5.4.2.2 (Tabla 31), 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/cm2)	0.5 psi (0.035 kg/cm2)

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.

Clave de Escenario	Radiación Térmica				Sobrepresión			
	ZARDE (37.5 kW/m^2)	ZARDE (12.5 kW/m^2)	ZAR (5.0 kW/m^2)	ZA (1.4 kW/m^2)	ZARDE 10 psi	ZARDE 3 psi	ZAR 1 psi	ZA 0.5 psi
ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	41.62	82.49	130.08	241.18	65.52	133.72	305.24	518.87
ARSH-Esc2-Dcto-8"-AC	8.91	17.75	27.92	51.71	22.41	45.74	104.41	177.47

Las Hojas de Resultados de la Simulación de los Escenarios de Riesgo se incluyen en el **Anexo 10**.

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/m^2 y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m^2 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 Energía 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/m^2 (kilowatt por metro cuadrado) a 12.5 kW/m^2,
- Zona de alto riesgo: 5 kW/m^2,
- 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	ZONA DE INTERVENCIÓN: máximo soportable protegido con trajes especiales, por tiempo

(kW/m^2)	Daño a equipos / materiales	Daño a personas
	ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.	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.

Sobrepresión (psi)	Daño esperado
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 8**.

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.

A continuación, se realiza la descripción de los efectos que se tendrán sobre los equipos existentes en el proyecto, así como al medio ambiente y la población en general, así como los sistemas de seguridad y medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia y/o consecuencia.

Tabla 6 Interacciones de Riesgo.

Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	Gasoducto de 8" en AC	Fabrica procesadora de alimentos	49 m	ZARDE ZAR	ZARDE ZAR
		Fábrica de productos de papel	36 m	ZARDE ZAR	ZARDE ZAR
		Vegetación Natural	179 m	ZA	ZARDE ZAR
		Colonia José María Morelos y Pavón	319 m	--	ZAR
ARSH-Esc2-Dcto-8"-AC	Gasoducto de 8" en AC	Fabrica procesadora de alimentos	49 m	ZA	ZAR ZA
		Fábrica de productos de papel	36 m	ZA	ZAR 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
ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	Gasoducto de 8" en AC	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	82.49	Fabrica procesadora de alimentos	49 m	▪ Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. ▪ Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. ▪ TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. ▪ Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. ▪ Número de emergencia indicado en los postes del DDV	
						Fábrica de productos de papel	36 m		
				Sobrepresión	133.72	Fabrica procesadora de alimentos	49 m		
						Fábrica de productos de papel	36 m		
						Vegetación Natural	179 m		
			Alto Riesgo	Radiación	130.08	Fabrica procesadora de alimentos	49 m		
						Fábrica de productos de papel	36 m		
				Sobrepresión	305.24	Fabrica procesadora de alimentos	49 m		
						Fábrica de productos de papel	36 m		
						Vegetación Natural	179 m		
						Colonia José María Morelos y Pavón	319 m		

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
								para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.	
ARSH-Esc2-Dcto-8"-AC	Gasoducto de 8" en AC	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	17.75	NA	NA	▪ Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. ▪ Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. ▪ TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y	
				Sobrepresión	45.74	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	27.92	NA	NA		
				Sobrepresión	104.41	Fabrica procesadora de alimentos	49 m		
						Fábrica de productos de papel	36 m		

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
								Energía) a distancia. ▪ Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. ▪ Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. ▪ Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.	

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

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m^2, es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m^2 y hasta niveles de 25 kW/m^2 solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m^2 y hasta niveles de 12.5 kW/m^2 las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m^2 y hasta niveles de 5 kW/m^2, es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.	▪ Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. ▪ Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. ▪ TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. ▪ Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. ▪ Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. ▪ Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.
			Amortiguamiento	A partir de los 5 kW/m^2 m las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados. A niveles de 1.4 kW/m^2, las afectaciones a las personas son nulas ya que es el nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	Valores máximos de sobrepresión y hasta 10 psi se esperan posibles fatalidades en personas expuestas directamente a las ondas de sobrepresión. De 10 psi y hasta 5 psi, se estaría en un rango de 1 al 90% de rotura de tímpanos en personas expuestas directamente a la explosión, sin causar mortalidades en las mismas.	
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, no existen daños en personas.	
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m^2 a 12.5 kW/m^2, por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m^2 5.0 kW/m^2 no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.	
			Amortiguamiento	Radiaciones que van de 5.0 kW/m^2 1.4 kW/m^2 no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	La generación de una explosión no confinada conlleva a efectos que pueden ser considerados significativos, por las ondas de sobrepresión que estarían generando la posible caída de arboles y el desplazamiento de fauna, por la generación de ruido, sin embargo, son mínimas las afectaciones hacia el medio ambiente.	
			Amortiguamiento		
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m^2.	

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
				De 40 kW/m^2 hasta 25 kW/m^2. En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m^2, solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m^2 y hasta los 5 kW/m^2 que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o perdida de materiales por daños mayores.	
			Amortiguamiento	La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m^2 hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m^2; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil del Proyecto.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	A 300 psi se sufrirá la destrucción total de equipos sistemas y estructuras, ya que a este nivel de sobrepresión se pueden generar cráteres en la zona de la explosión. De 300 psi a 10 psi, se espera la destrucción de la infraestructura de proceso y servicios (tuberías, tanques, bombas, medidores, etc.), con valores de hasta $50,000,000 USD. Con valores de sobrepresión de hasta 3 psi, la presión es suficiente para causar el colapso parcial de estructuras mecánicas y civiles, con pérdidas de hasta $5,000,000 USD. Valores de hasta 1 psi, daños parciales en techos y muros por lo que los cuartos de control y edificios administrativos tienden a ser inhabitables por los daños generados.	
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, solo se causarán daños menores en estructuras civiles como, malformaciones menores en marcos de puertas y ventanas, en esta zona y a partir de los 0.5 psi, no existen daños en la infraestructura civil o mecánica de zonas industriales o habitacionales.	

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

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
ARSH-Esc1-Dcto-8"-AC	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m^2, es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m^2 y hasta niveles de 25 kW/m^2 solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m^2 y hasta niveles de 12.5 kW/m^2 las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m^2 y hasta niveles de 5 kW/m^2, es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.	▪ Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. ▪ Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. ▪ TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. ▪ Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. ▪ Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.
			Amortiguamiento	A partir de los 5 kW/m^2 m las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados. A niveles de 1.4 kW/m^2, las afectaciones a las personas son nulas ya que es el nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	Valores máximos de sobrepresión y hasta 10 psi se esperan posibles fatalidades en personas expuestas directamente a las ondas de sobrepresión. De 10 psi y hasta 5 psi, se estaría en un rango de 1 al 90% de rotura de tímpanos en personas expuestas directamente a la explosión, sin causar mortalidades en las mismas.	
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, no existen daños en personas.	
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m^2 a 12.5 kW/m^2, por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m^2 5.0 kW/m^2 no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.	
			Amortiguamiento	Radiaciones que van de 5.0 kW/m^2 1.4 kW/m^2 no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	La generación de una explosión no confinada conlleva a efectos que pueden ser considerados significativos, por las ondas de sobrepresión que estarían generando la posible caída de arboles y el desplazamiento de fauna, por la generación de ruido, sin embargo, son mínimas las afectaciones hacia el medio ambiente.	
			Amortiguamiento		

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m^2. De 40 kW/m^2 hasta 25 kW/m^2. En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m^2, solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m^2 y hasta los 5 kW/m^2 que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o perdida de materiales por daños mayores.	
			Amortiguamiento	La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m^2 hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m^2; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil del Proyecto.	
		Sobre presión	Alto Riesgo	A 300 psi se sufrirá la destrucción total de equipos sistemas y estructuras, ya que a este nivel de sobrepresión se pueden generar cráteres en la zona de la explosión. De 300 psi a 10 psi, se espera la destrucción de la infraestructura de proceso y servicios (tuberías, tanques, bombas, medidores, etc.), con valores de hasta $50,000,000 USD. Con valores de sobrepresión de hasta 3 psi, la presión es suficiente para causar el colapso parcial de estructuras mecánicas y civiles, con pérdidas de hasta $5,000,000 USD. Valores de hasta 1 psi, daños parciales en techos y muros por lo que los cuartos de control y edificios administrativos tienden a ser inhabitables por los daños generados.	
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, solo se causarán daños menores en estructuras civiles como, malformaciones menores en marcos de puertas y ventanas, en esta zona y a partir de los 0.5 psi, no existen daños en la infraestructura civil o mecánica de zonas industriales o habitacionales.	

IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

De acuerdo con 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 CG del Sistema Buenavista, fuera del alcance del presente proyecto.
- Medidores de presión en la CG del Sistema Buenavista, fuera del alcance del presente proyecto.
- 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 (este sistema se localizará en la CG Buenavista actualmente en operación que es la que se encargará de suministrar el Gas Natural que se conducirá a través del Ducto de 8'' AC y estará siendo operado por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.)

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 512 Kilobits 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 de este.

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 ERMyC.

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:

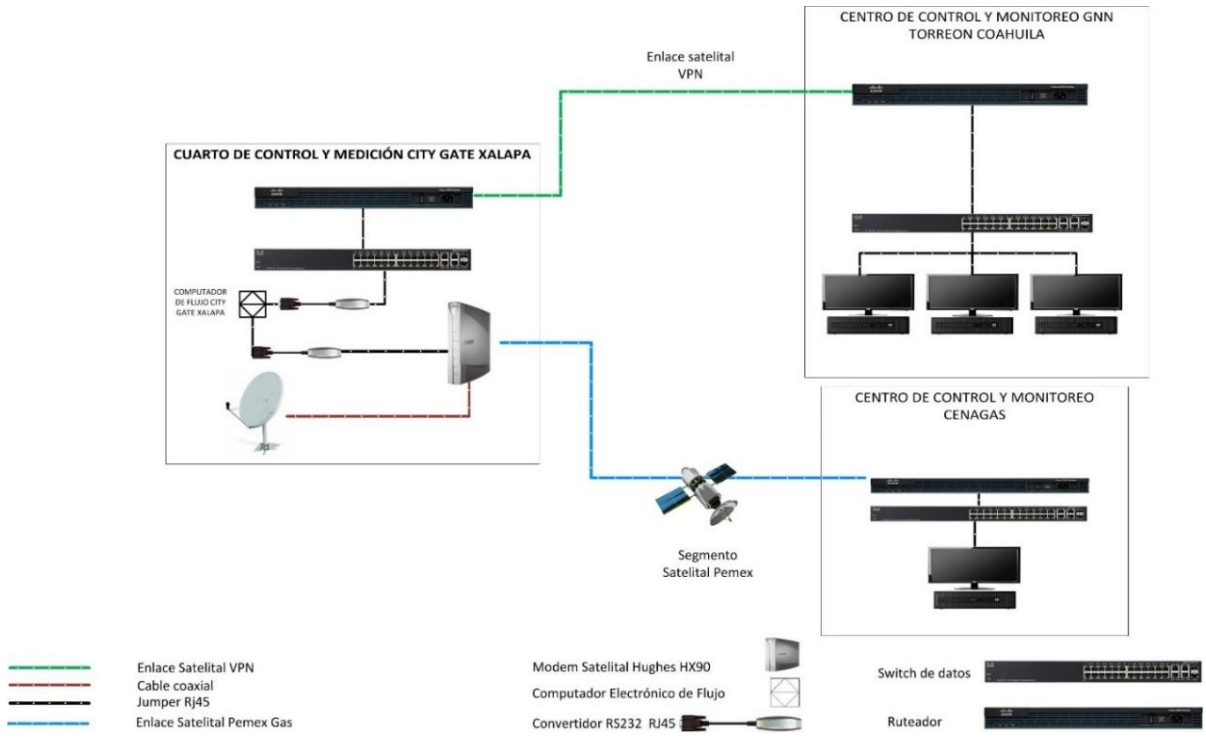


Figura 1 "Esquema de Telecomunicaciones".

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 con 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.
- 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 los registros de seccionamiento.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones del cuarto de interconexión.	

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 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
Aplicación de recubrimiento en la interconexión.	Semestral
Aplicación de recubrimiento en los registros de seccionamiento.	
Medición de espesores en instalaciones superficiales.	Anual
Mantenimiento al equipo de motorización.	
Servicios generales.	
Limpieza y aseo general de las instalaciones del cuarto de interconexión.	Mensual
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 distribución:

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 5**.

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	Contaminación del suelo y subsuelo

Etapas del proyecto	Actividad	Emergencia Ambiental	Impacto ambiental ocasionado por la emergencia
		natural	
	Trabajo de corte y soldadura	incendio	Contaminación del aire, suelo y subsuelo

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

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

2. Equipo y materiales.

El Supervisor de Medio Ambiente debera 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 atencion
Derrames	• Kit para control de derrames: cinta delimitadora de area, pico, pala, escoba, metrial absorvente (cojin, almohadilla, cordon-salchicha, polimero solidificador/encapsulador, arena, y/o aserrin), recipiente y/o bolsas; • EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas).
Incendios	• Extintores, agua, tierra.

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

Derrames sobre suelo natural (combustibles, sustancias quimicas, 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 area afectada.
DURANTE

• Acordonar el suelo afectado con el material absorvente y evitar la propagacion del derrame; • Para absorver el derrame: esparcir el material absorvente 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 contencion 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 9**.

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, debera;

- 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 areas con vegetacion.

Índice

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 2
VI.1 CONCLUSIONES. 2
VI.2 RECOMENDACIONES. 3

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1 CONCLUSIONES.

El proyecto inherente al Sistema de Distribución de Gas Natral (específicamente el gasoducto de 8'' AC que interconectará a los dos sistemas de distribución actualmente en operación), 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.

- ✓ 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 con 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 los tramos de gasoducto donde se tiene incidencia con áreas urbanas o en zonas que por sus características pueden repercutir en afectaciones directas al Derecho de Vía, ya que de acuerdo al análisis realizado existen parámetros operacionales que pueden repercutir en posibles fallas (rupturas de línea) que aunado a la afectación por terceras partes, se puede generar la liberación de gas en la trayectoria general del gasoducto de 8'' AC, 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 baja, 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 (estos sistemas se encuentran en la CG Buenavista que es la que suministra el gas natural al ducto que enviará el energético hacia el ducto de 24'' AC del sistema Mendoza).

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 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**

- Contar con un sistema de comunicación directa con oficinas de proveedor del gas natural, para reportar cualquier falla en el suministro de gas, así como cualquier emergencia que requiera el cierre del Gasoducto principal que suministrará el energético.
- Realizar simulacros por lo menos dos veces al año en los que se evalúe la capacidad de respuesta del personal para la atención de los eventos de riesgo identificados en el Capítulo IV del ARSH.
- Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema para distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas automático).

RECOMENDACIONES ESPECIFICAS

- ✓ Elaboración del Estudio de Impacto Social, donde se establezcan medidas de atención a la comunidad que tendrá incidencia en la red de distribución de gas natural.

Control de la Corrosión

- ✓ Diseñar e implementar un sistema de protección catódica en el ducto de 8'' AC que cumpla con la normatividad aplicable.
- ✓ Elaborar la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica a instalar para la protección de los gasoductos de acero, y asegurarse que contenga como mínimo lo siguiente: tiempo de vida, criterios, ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos

utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo, cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos, reglamentos y regulaciones a observar durante la implementación del mismo.

- ✓ Toda la tubería de acero debe estar protegida mediante Sistema de Protección Catódica desde el primer día de operación; en dado caso que, GNN decida lo contrario, se debe demostrar mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados, en este caso el sistema de protección catódica deberá estar instalado en un plazo no mayor a un año posterior al primer día de operación del sistema de distribución de gas natural.
- ✓ Además de la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica, contar con los resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas).
- ✓ Una vez instalado el Sistema de Protección Catódica, elaborar los planos y diagramas del sistema de tal y como fue instalado. (Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-Ducto, Ducto-estación de registro de potencial y puenteos eléctricos entre Ductos).
- ✓ Elaborar y poner en práctica programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica, evidenciando dichas acciones mediante los registros respectivos.
- ✓ Dentro de la etapa de operación, realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de los ductos de acero superficiales y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.
- ✓ Elaborar y poner en práctica métodos de evaluación de la corrosión externa en ductos en operación, con la finalidad de constatar el óptimo funcionamiento del sistema de protección catódica, lo anterior principalmente para los siguientes factores: corrosión microbiológica, agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC por sus siglas en inglés) agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros y agrietamiento inducido por sulfuros.
- ✓ Elaborar y poner en práctica métodos de evaluación de la corrosión interna de ductos, con la finalidad de evaluar la pérdida de espesor de la tubería por corrosión interna, tales como: probetas con pérdida de peso, sondas de hidrógeno, embobinadores de ensayo y/o sondas de corrosión.

Índice

VII. RESUMEN EJECUTIVO. 2
VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO. 2
VII.2 INFORME TÉCNICO DEL ARSH. 4

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 un Gasoducto de 8'' AC (API 5L Grado X42), que tiene como objetivo principal interconectar dos sistemas de distribución actualmente en operación, tal y como se muestra en el siguiente esquema:

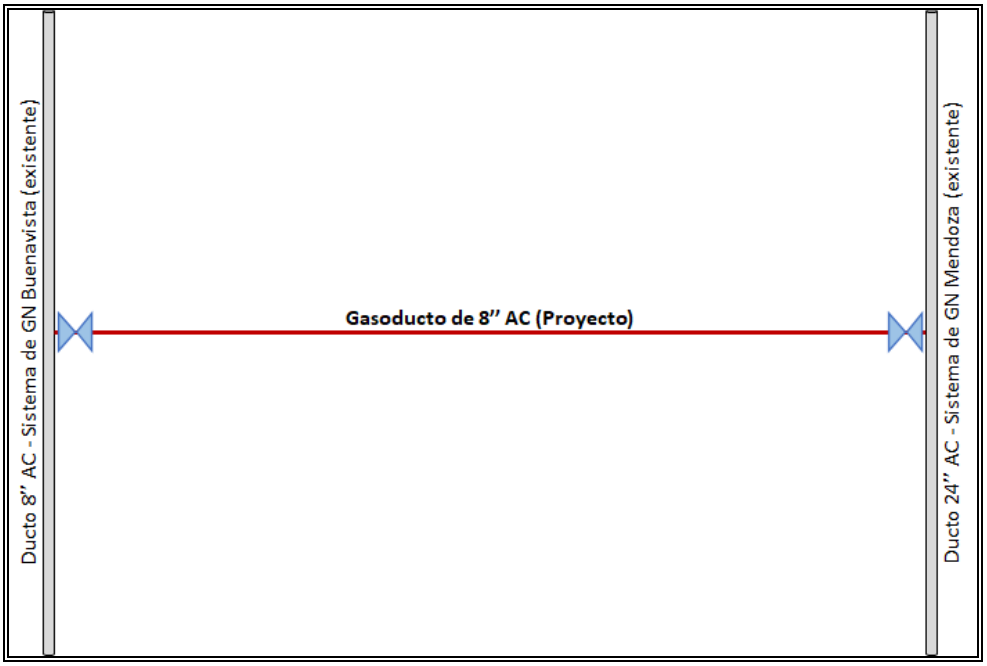


Figura 1 Esquema Representativo del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA) ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

El Gasoducto de 8'' AC iniciará en la interconexión con el ducto de 8'' AC (existente) perteneciente al sistema Buenavista, en las coordenadas [redacted] y finalizará en un registro subterráneo que será construido para interconectarse al ducto de 24'' AC perteneciente al sistema Mendoza, en las coordenadas [redacted] (**Ver Figura 2**). La longitud total del nuevo Gasoducto de 8'' AC será de 2 233.46 m y tendrá una capacidad de conducción equivalente a 48 054 SCMH (Metros Cúbicos Estándar por Hora) a una Presión Máxima de Operación de 21 kg/cm^2 (300 psi).

Cabe mencionar que todas las actividades necesarias para realizar la interconexión del nuevo ducto de acero con cada uno de los ductos en operación, se realizará mediante el método HOT TAP y éstas serán realizadas y supervisadas por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..

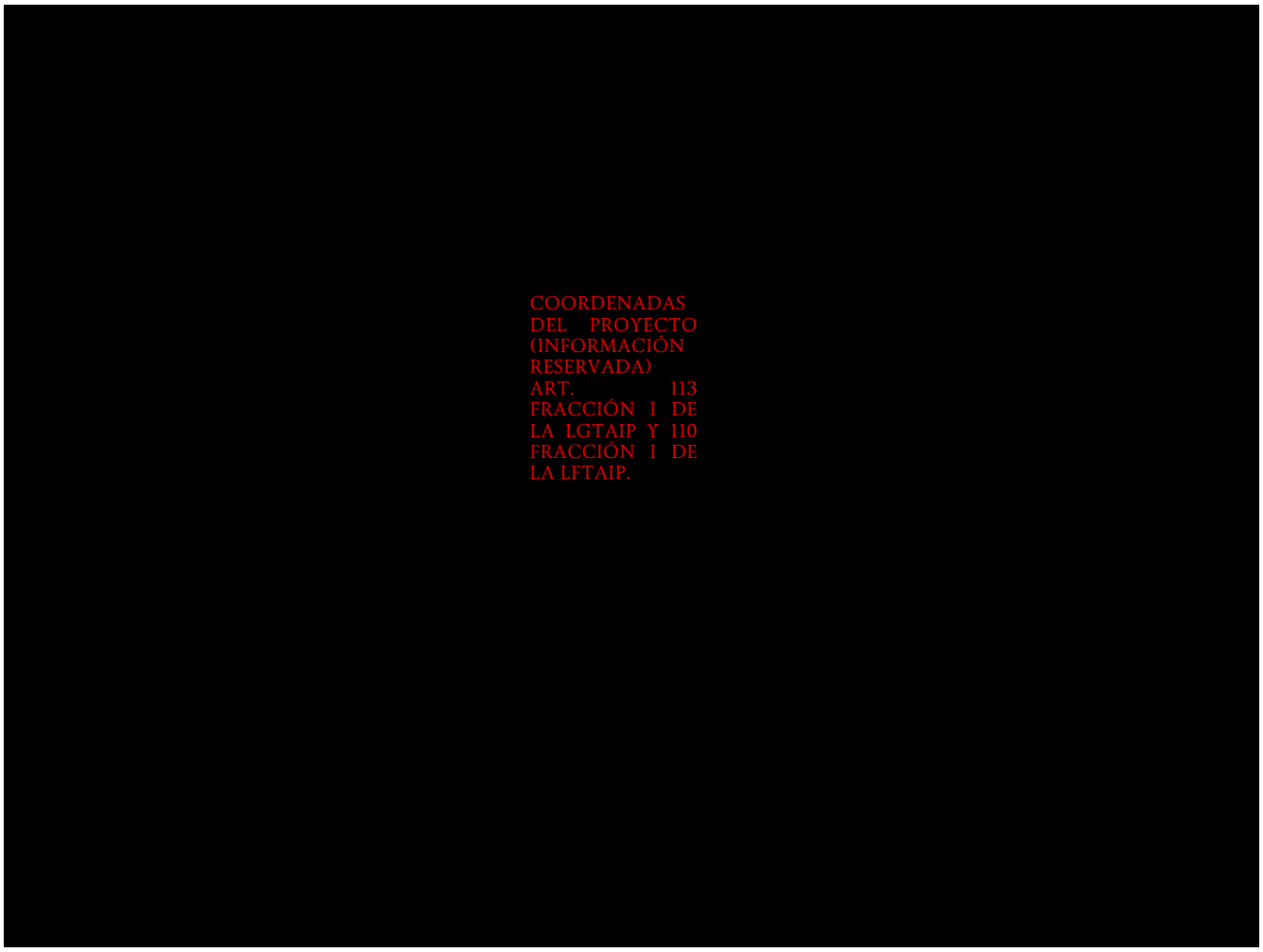


Figura 2 Visita Satelital de la Trayectoria del proyecto.

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 8'' de operación manual con desfogue a la atmosfera y posteriormente el ducto de 8'' AC que interconectará a los sistemas Buenavista y Mendoza.

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 50% de los requisitos establecidos en la NOM-003-ASEA-2016, mientras que el 40% restante no son aplicables, en el caso del 10% restante, el cumplimiento de los requerimientos fue incluido dentro de las Recomendaciones en el Capítulo anterior mediante la obtención del dictamen de Diseño por parte de un Tercer Autorizado.

Una vez concluido el análisis cualitativo de riesgo mediante 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 10**.