

Índice

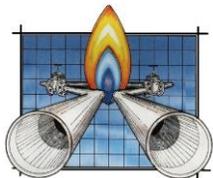
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.....	2
I.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	4
I.3 BASES DE DISEÑO.....	8
I.4 ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO.....	17
I.4.1 Descripción de las Instalaciones.....	17
I.4.2 Condiciones de operación.....	26
I.4.3 Hojas de Seguridad.....	35

Índice de Tablas

Tabla 1 Características del Sistema de Distribución.....	2
Tabla 2 Ubicación del Proyecto.....	5
Tabla 3 Coordenadas de localización de las ERMs.....	6
Tabla 4 Gasoductos que conforman el Sistema de Distribución.....	17
Tabla 5 Condiciones de operación en la City Gate Acuña.....	19
Tabla 6 Condiciones de operación en las ERMs (Flujo).....	20
Tabla 7 Condiciones de Operación (Presión y Temperatura) de las ERMs.....	20
Tabla 8 Superficie de Ocupación de las ERMs.....	23
Tabla 9 Especificaciones de los Ductos.....	26
Tabla 10 Clase de Localización.....	26
Tabla 11 Diseño del Sistema de Protección Catódica: Rectificadores.....	30
Tabla 12 Cruzamientos.....	30
Tabla 13 Señalamientos.....	33
Tabla 14 Instalaciones Superficiales: Estaciones de Regulación y Medición.....	34

Índice de Figuras

Figura 1 Localización del proyecto.....	3
Figura 2 Localización Estatal del proyecto.....	4
Figura 3 Localización Municipal del proyecto.....	5



I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

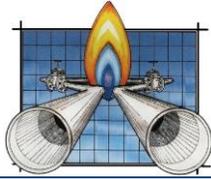
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.

El presente proyecto corresponde a la construcción y operación de un Sistema para Distribución de Gas Natural por medio de ductos que tendrá incidencia en el municipio de Acuña, en el estado de Coahuila a cargo de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..

El proyecto comprende de manera integral la instalación de 62 694.79 m (62.69 km) de tubería distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1 Características del Sistema de Distribución.

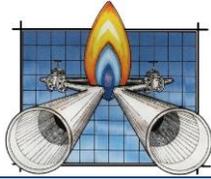
Diámetro (pulg)	Especificación de Material	Presión de Operación psig (kg/cm ²)		Espesor de Pared (pulg)	Longitud (m)
		Diseño	Normal		
8"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.784"	18 636.70
4"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.409"	22 572.91
3"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.318"	6 359.25
2"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.216"	12 320.93
¾"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.094"	2 805.00
<i>Longitud Total:</i>					<u>62 694.79</u>



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 1 Localización del proyecto.

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



I.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.

El Sistema para Distribución de Gas Natural (STGN) se localizará en el municipio de Acuña, Coahuila. (Ver Figuras I.2 y I.3).

El Registro de Interconexión se localizará en la ciudad de **Del Río, Condado de Val Verde, Texas en**

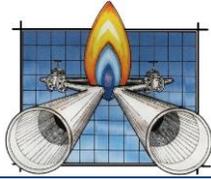
suministrará el Gas Natural al Sistema de Distribución. Tanto el registro de interconexión como el tramo de gasoducto que incide en suelo de los EUA se indican solo como referencia, ya que éstos quedan fuera de la evaluación del presente estudio de impacto ambiental.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Gas Natural que abastecerá del energético a los usuarios finales localizados en la ciudad de Acuña.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 2 Localización Estatal del proyecto.



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

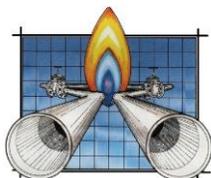
Municipio de Acuña, Coah.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 3 Localización Municipal del proyecto.

Tabla 2 Ubicación del Proyecto.

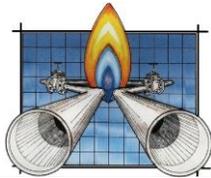
Estado	Coahuila
Municipio o alcaldía	Acuña
Colonia, localidad, comunidad, ejido	<i>Variable, el proyecto se distribuye por toda la ciudad de Acuña.</i>
Calle y número exterior e interior	<i>No aplica, al ser un Sistema de Distribución que se ramifica por toda la ciudad de Acuña, no cuenta con una ubicación fija.</i>
Código Postal	<i>No aplica, al ser un Sistema de Distribución que se ramifica por toda la ciudad de Acuña, no cuenta con una ubicación fija.</i>
Localidades próximas	<i>La ciudad de Acuña es la localidad/Población más próxima y donde incide el proyecto.</i>
Cuenca petrolera	Ninguna. La más cercana es la Cuenca de Burgos.
Referencias de ubicación	Norte del estado de Coahuila a 80 km al Noroeste de la ciudad de Piedras Negras, Coahuila.
Plano cartográfico	<u>Ver Figuras 2 y 3 y Planos en Anexo 1.</u>



El objetivo del presente proyecto, es suministrar gas natural a los usuarios finales de la ciudad de Acuña, Coahuila, para lo cual, se contemplan acometidas para suministro de gas en cada uno de los usuarios que así lo requieran, pero que al momento, no se cuenta con un número definitivo de usuarios habitacionales y comerciales, por lo que no se incluyen las coordenadas de cada una de las acometidas que se contempla realizar en las zonas residenciales, sin embargo, ya se cuenta con un número definido de usuarios Industriales en los que se contempla la instalación de una Estación de Regulación y Medición (ERM) para el acondicionamiento del gas natural a las necesidades de cada usuario, por lo que a continuación se indican las coordenadas y características de cada ERM.

Tabla 3 Coordenadas de localización de las ERMs.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO		COORDENADAS: UTM	
				DATUM: WGS84	
				REGIÓN: 14R	
				X	Y
1	ERM-01	0+575.48	C	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	
2	ERM-02	3+255	B		
3	ERM-03	0+181.52	E		
4	ERM-04	0+055	F		
5	ERM-05	0+368.33	F		
6	ERM-06	2+950	B		
7	ERM-07	0+340	B		
8	ERM-08	0+085.29	D		
9	ERM-09	0+101.99	L		
10	ERM-10	1+230	A		
11	ERM-11	11+200	A		
12	ERM-12	SIN/CAD			
13	ERM-13	4+840	A		
14	ERM-14	4+245	B		
15	ERM-15	14+971.61	A		
16	ERM-16	2+060	B		
17	ERM-17	2+170	B		
18	ERM-18	1+820	K		
19	ERM-19	0+390	B		
20	ERM-20	SIN/CAD			
21	ERM-21	0+040	M		
22	ERM-22	3+585	B		
23	ERM-23	SIN/CAD			



Estudio de Riesgo (ER)

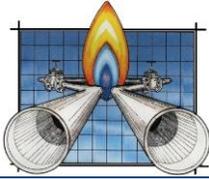
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO		COORDENADAS: UTM	
				DATUM: WGS84	
				REGIÓN: 14R	
				X	Y
24	ERM-24	9+400	A	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	
25	ERM-25	2+685	B		
26	ERM-26	13+330	A		
27	ERM-27	0+085	C		
28	ERM-28	0+085.90	H		
29	ERM-29	SIN/CAD			
30	ERM-30	0+244.05	G		
31	ERM-31	0+061.44	I		
32	ERM-32	9+438.50	J		

En el **Anexo 2** se incluyen las coordenadas de los puntos de inflexión correspondientes a los gasoductos que conforman el SDGN.



I.3 BASES DE DISEÑO.

Para el diseño del Sistema de Distribución de Gas Natural, se consideraron las siguientes normas y estándares internacionales.

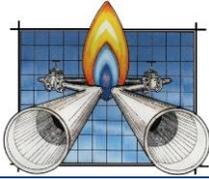
- Servicio de Distribución de Gas Natural de acuerdo con la norma;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de Gas Natural;
 - o NOM-001-SECRE-vigente. Calidad del gas natural.
- Diseño de Estación de Medición, Regulación y Control de acuerdo con la norma;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de Gas Natural.
- Diseño de los gasoductos de acuerdo con las normas;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de Gas Natural.
 - o Código ASME B 31.8 (Sistema de Tuberías de Transporte y Distribución de Gas).
- Unidades de Medición de acuerdo con la norma;
 - o NOM-008-SCFI-2002.
- Accesorios de acuerdo con el código;
 - o ASME B16.9 Steel Fitting (Accesorios de Soldaduras a tope).
- Tubería construida bajo los estándares de;
 - o 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 los sistemas de distribución de hidrocarburos. Cabe mencionar que, para dar cumplimiento a dicha norma, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. deberá ser auditada por una Unidad de Verificación en Gas Natural, misma que evaluará las condiciones de operación del sistema de distribución y estaciones de regulación, para dar cumplimiento a las normas establecidas por la ASEA.

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



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

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

2. Cargas dinámicas que afectan al sistema.

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

3. Presión a que están sujetas las tuberías.

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

4. Corrosión.

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

5. Esfuerzos debidos a afectaciones exteriores.

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

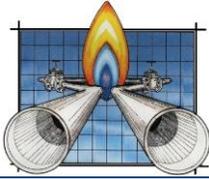
Además de lo indicado anteriormente, en el diseño de la construcción de la tubería, fueron considerados factores, tales como expansión y contracción térmica de la tubería, vibración, fatiga, cruzamientos y condiciones de cargas especiales, sismos y efectos provocados por los cambios de estación, lluvias,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

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



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

AGA (American Gas Association)

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

ACI (American Concrete Institute)

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

AISC (American Institute for Steel Construction)

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

AISI (American Iron and Steel Institute)

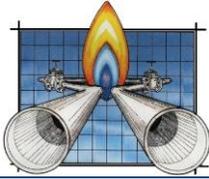
- Specification for the Design of Cold Formed Steel Structural Members ANSI-S200-07 - 2013

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

- Structural Welding Code D1.1 1998

API (American Petroleum Institute)

- API MPMS 4.1 - 2014 - Proving Systems Section 1 - Introduction
- API MPMS 4.5 - 2011 - Proving Systems Section 5 - Master-Meter Provers
- API MPMS 4.7 - 2009 - Proving Systems Section 7 - Field - Standard Test Measures
- API MPMS 4.8 - 2013 - Proving Systems Section 8 - Operation of Proving Systems
- API MPMS 5.1 - 2011 - General Considerations for Measurement by Meters
- API MPMS 6.1 - 2012 - Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems
- API MPMS 6.6 - 2012 - Pipeline Metering Systems
- API SPEC 5L - 2012 - Specifications for Line Pipe
- API SPEC 6D - 2014 - Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves).
- API SPEC 6FA - 2011 - Specifications for Valve Fire Tests
- API MPMS 14.3 - 2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14, Section 3, "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids" (ANSI/API 2530) 3.
- API RP-50 - 2013 - Natural Gas Processing Plant Practices for Protection of the Environment.
- API RP-500 - 2012 - Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities
- API RP-520 - 2008 - Recommended Practice for the Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries
- API RP-521 - 2014 - Guide for Pressure-relieving and Depressuring systems
- API RP11 PGT "Recommended Practice for Package Combustion Gas Turbines"
- API STD 526 - 2009 - Flanged Steel Safety-Relief Valves



- API STD 527 - 2014 - Commercial Seat Tightness of Safety Relief Valves with Metal-to-Metal Seats
- API RP 574 - 2009 - Inspection of Piping, Tubing, Valves, and Fittings
- API RP 1113 - 2007 - Developing a Pipeline Supervisory Control Center
- API RP 1165 - 2007 - Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays
- API RP 1167 - 2010 - Pipeline SCADA Alarm Management
- API STD.1164 - 2009 - Pipeline SCADA Security
- API STD. 607 - 2010 - Fire Test for Soft Seated Quarter-turn Valves.
- API STD. 598 - 2009 - Valve Inspection and Test
- API STD. 614 - 2008 - Lubrication, Shaft-Sealing & Control-Oil Systems for Special Purpose Applications
- API STD 616 - 2011 - Gas Turbines for Refinery Service
- API STD 617 - 2014 - Centrifugal Compressors for General Refinery Service
- API STD 620 - 2013 - Design, Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks
- API STD 661 - 2013 - Air-Cooled Heat Exchanger for Refinery Service
- API STD 1104 - 2013 -Welding of Pipelines and Related Facilities
- API STD.2000 - 2014 - Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
- API STD.2530 - 2009 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, Orifice Metering Of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids

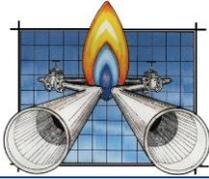
ASCE/SEI 7-05 American Society of Civil Engineer

ASME (American Society of Mechanical Engineers)

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

ASTM (American Society for Testing and Materials)

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



CFR (Code of Federal Regulations)

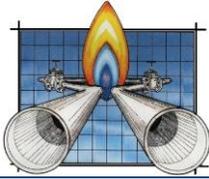
- 29 CFR1910.94 Part 1910 OSHA (Occupational Safety and Health) – 2002
- 49 CFR Part 192 Transportation of Natural and other Gas by Pipeline - 2011

FCI (Fluid Controls Institute, Inc.)

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

FM (Factory Mutual)

- IEC (International Electrotechnical Commission)
- IEC 61131-1 – 2003 - Programmable controllers’ part 1: general information.
- IEC 61131-2 - 2007 - Programmable controllers’ part 2: equipment requirements and test.
- IEC 61131-3 – 2013 - Programmable controllers’ part 3: programming languages.
- IEC 61131-4 – 2004 - Programmable controllers’ part 4: user guidelines.
- IEC 801-1 – 1984 - General introduction
- IEC 801-2 – 1991 - Electrostatic discharge requirements.
- IEC 801-3 – 1984 - Radiated electromagnetic field requirements.
- IEC 801-4 – 1988 - Electrical fast transient/burst requirements.
- IEC-62040-1-1 - 2004 - Uninterruptible Power Systems. General and safety requirements for UPS used in operator access area.
- IEC 61508-1 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 1: General requirements.
- IEC 61508-2 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety related systems.
- IEC 61508-3 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 3: Software Requirements.
- IEC 61508-4 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 4: Definitions and abbreviations
- IEC 61508-5 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels.
- IEC 61508-6 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 6: Guidelines on the application of parts 2 and 3.
- IEC 61508-7 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/ programmable electronic safety related systems Part 7: Overview of techniques and measures.
- IEC 61511-1 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 1 Framework, definitions, system, hardware and software requirements.
- IEC 61511-2 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 2 Guidelines for the application of IEC-61511-1.
- IEC 61511-3 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 3 Guidance for the determination of the required safety integrity levels.



IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

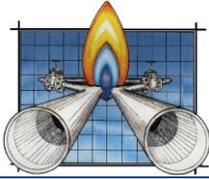
- IEEE 1379 – 2000 - Recommended Practice for Data Communications between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation
- IEEE 37.1 – 2007 - Standard for SCADA and Automation Systems
- IEEE-80-2000 -Guide for Safety in AC Substation Grounding"
- IEEE 802.3 -2012 Series. Local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

IESS (Intelsat Earth Station Standards)

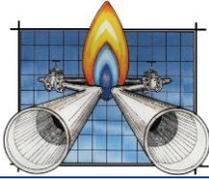
- Antenna and RF Equipment, Characteristics 207 Standards A, B, F & H (2005) 208 Standards C, E & K (2006)
- Generic Earth Station Standards, Generic Earth Station Standards 601 Standard G (2005)

ISA (Instrument Society of America)

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

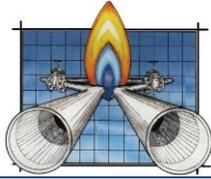
- ANSI/EIA/TIA-606 Administración de Infraestructura de Telecomunicaciones en edificios comerciales - 1993
- J-STD-607-A Estándar de requerimientos de tierra y conexión a tierra en edificios comerciales para Telecomunicaciones
- ISO/IEC 11801 Cableado genérico para áreas de clientes – 2002.
- ANSI/EIA/TIA-568C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

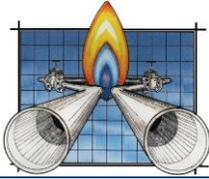
SATMEX (Satélites Mexicanos)

- 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

En el **Anexo 3**, se incluye la ingeniería del Proyecto, que incluye las Memorias de cálculo de ERM y Gasoductos.



I.4 ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO.

I.4.1 Descripción de las Instalaciones.

El proyecto integral que se incluye en la presente MIA-R cuenta con las siguientes características:

Tabla 4 Gasoductos que conforman el Sistema de Distribución.

Diámetro (pulg)	Especificación de Material	Presión de Operación psig (kg/cm ²)		Espesor de Pared (pulg)	Longitud (m)
		Diseño	Normal		
8"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.784"	18 636.70
4"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.409"	22 572.91
3"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.318"	6 359.25
2"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.216"	12 320.93
¾"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.094"	2 805.00
Longitud Total:					62 694.79

Adicionalmente a las longitudes de las tuberías que conforman el Sistema de Distribución de Gas Natural, se consideran 328 m de tubería que corresponden al Gasoducto Troncal de Interconexión de 8" AC que suministrará de gas natural a la City Gate Acuña (únicamente la parte del troncal que incide en territorio mexicano).

A) Memoria Descriptiva del Sistema de Distribución.

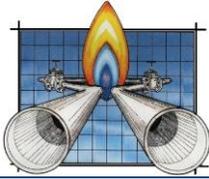
Esta información se incluye en el **Anexo 2.1**.

B) Filosofía de Operación de la City Gate Acuña.

Funciones Principales de la City Gate Acuña.

- Recepción de gas proveniente del gasoducto de El Paso Natural Gas de una manera confiable y segura.
- Acondicionamiento del gas, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión del gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para cualquier condición de uso del combustible.
- Medición del caudal de gas consumido para fines de facturación y cumpliendo con la precisión requerida.

La Estación de Regulación y Medición de gas natural (ERM), cuenta con los siguientes elementos principales:



- Dos Filtros Coalescedor Vertical ITEM FC-01/FC/02, para un flujo máximo de 35 000 000 de pie³/día, de 6" X 6" de entrada y salida en 600 # W.N.R.F.
- Dos válvulas de corte automático, Shut-off Valves, Modelo SID de 6" de Ø en ANSI 600 bridada Tipo RF, Marca Actaris. Las cuales cortaran el flujo de gas por alta y baja presión.
- Dos trenes de regulación instrumentados para bajar la presión en dos fases con un arreglo Working - Monitor.
- El instrumento de medición es un Turbina FLUXI 2150 TZ G-1000 DN 200 mm = de 8" Ø, con un Computador Electrónico de Flujo Marca Fisher Modelo ROC 407, con tarjeta de comunicación EIA-422/EIA-485; Elemento RTD, -100 a 400 °C, con termopozo de 4.5" de largo; 4 wire driver para comunicación MODBUS.
- Válvula de seguridad de 6" de diámetro en ANSI 150.

Filosofía de operación y control de la City Gate.

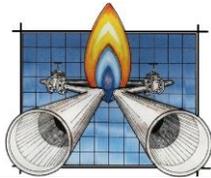
El gas natural entrará a la ERM por medio de un tubo de 6" de diámetro que tiene una junta monoblock para aislar eléctricamente la estación.

Después de una tee puede fluir el gas a dos trenes de regulación independientes con los siguientes elementos enlistados en el sentido del flujo: válvula de esfera de paso completo, válvula de corte automático con un sensor por alta y baja presión, filtro coalescedor, dos reguladores con pilotos instrumentados para bajar la presión en dos fases en un arreglo Working - Monitor, por último, otra válvula de esfera de paso completo.

Cada tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100% de flujo. El tren Número Uno de regulación tendrá calibrada la válvula de corte automático a 7.50 Kg/cm² y calibrado el piloto No. 1 a 7 Kg/cm² (primera fase), el piloto No. 2 a 7.3 Kg/cm² (monitor) y el No. 3 a 14 Kg/cm² (segunda fase y/o trabajador). De tal manera, que si en el tren de regulación por el cual este fluyendo gas llegará a fallar el regulador segunda fase y/o trabajador, tomará el control de la presión el regulador monitor; la regulación se hará en una sola fase y la presión intermedia bajará a 7.3 Kg/cm², si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor y sobrepasara la presión a la cual esta calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de corte automático (7.5 kg/cm²) por alta presión y cortara el flujo de gas por el tren de regulación # 1.

El tren de regulación Número dos tendrá cerrado el regulador segunda fase debido a que estará censando una presión mayor a la que esta calibrado, al momento de que el flujo se corte por alta presión en el tren de regulación número uno empezara a decrecer la presión en el sistema hasta alcanzar la presión a la que esta calibrado el piloto No. 3 del tren de regulación 2 el cual abrirá automáticamente permitiendo el flujo de gas por este tren y así continuar con el abastecimiento de gas a los socios industriales, a continuación se detallan las presiones a las cuales operara el tren de regulación número 2.

La válvula de corte automático estará calibrada a 8 Kg/cm² por encima de la presión a la cual estará calibrada la válvula de seguridad, el piloto No. 1 estará calibrado a 6.5 Kg/cm² (primera fase), el piloto No. 2 a 7.3 Kg/cm² (monitor) y el No. 3 a 14 Kg/cm² (segunda fase y/o trabajador).



Es decir que su funcionamiento será como se describe a continuación, si en el tren de regulación por el cual este fluyendo gas llegará a fallar el regulador segunda fase y/o trabajador, tomará el control de la presión el regulador monitor; la regulación se hará en una sola fase y la presión intermedia bajará, si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor sobrepasara la presión a la cual esta calibrado y siguiera aumentando la presión en la ERM hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de seguridad (7.8 Kg/cm²) esta automáticamente se abriría, con esto se asegura que se pueda llegar a la ERM y poder realizar lo necesario en los trenes de regulación para seguir abasteciendo el gas a los socios industriales, si la válvula de seguridad no llegara a ser suficiente y la presión en la ERM siguiera aumentando hasta alcanzar la presión de calibración de la válvula de corte automático localizada aguas arriba de la regulación en el tren 2, está al sensar la presión de calibración automáticamente cerrara para asegurar que no se tendrá una sobre presión en todo el sistema y se cortara el flujo de gas a la red general.

Después de los trenes de regulación se encuentra un Medidor Tipo Turbina Fluxi 2150 TZ G-1000 de 8” de diámetro y un computador electrónico de flujo, este último calculará el flujo que esté pasando por la ER

Por último, se instalará una junta monoblock para aislar eléctricamente a la ERM de la electricidad estática que se genera en la tubería de polietileno por el flujo del gas natural.

Ver Ingeniería de la City Gate en **Anexo 3**.

C) Capacidad del Sistema y Condiciones de Operación.

Para el abastecimiento del gas natural al sistema de distribución, se contempla realizar una interconexión con el gasoducto proveedor del energético en el vecino País de USA.

Se contempla una presión normal de trabajo de 7.00 kg/cm², [100 Psi] en el Ramal Principal de 8” de Ø de HDPE. La capacidad de máxima en el sistema de distribución es de **8.48 MMFCD [100 %]**.

Las condiciones de operación del Sistema de Distribución de Gas Natural en la City Gate y las ERMs se indican a continuación:

Tabla 5 Condiciones de operación en la City Gate Acuña.

CONSUMOS	SCMD	MMSCFD	SCMH	SCFH
Consumo mínimo inicial	70 792.12	2.50	2 949.67	104 166.67
Consumo máximo	240 126.86	8.48	10 000.00	353 333.33

- Presión máxima de entrada = 401.10 psi (28.20 kg/cm²),
- Presión mínima de entrada = 320.02 psi (22.50 kg/cm²),
- Presión de diseño = 500.00 psi (35.15 kg/cm²),
- Presión máxima de salida = 99.56 psi (7 kg/cm²),

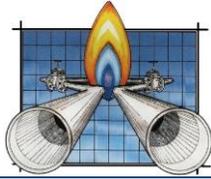


Tabla 6 Condiciones de operación en las ERMs (Flujo).

No.	Tipo de Estación		Capacidad Máxima	
			MMSCFD	SCMH
1	ERM 1	Residencial Tipo 1	0.025	30
2	ERM 2	ERM Tipo 2	0.170	200
3	ERM 3	Industrial Baja Presión Tipo 3	0.636	750

Tabla 7 Condiciones de Operación (Presión y Temperatura) de las ERMs.

No.	Tipo de Estación		Presiones de Operación psig (kg/cm ²)				T° Operación (°C)	
			Diseño	Entrada ERM		Salida ERM		
				Máxima	Mínima	Máxima		Mínima
1	ERM T1	Residencial Tipo 1	100 (7.00)	99.56 (7.00)	78.23 (5.50)	21.23 (1.50)	14.22 (1.00)	18
2	ERM T2	Industrial Baja Presión Tipo 2	100 (7.00)	99.56 (7.00)	78.23 (5.50)	42.67 (3.00)	28.45 (2.00)	18
3	ERM T3	Industrial Baja Presión Tipo 3	100 (7.00)	99.56 (7.00)	78.23 (5.50)	42.67 (3.00)	28.45 (2.00)	18

Para mayor detalle **Ver Anexo 3. Ingeniería del Proyecto.**

D) Volumen empacado en el STGN.

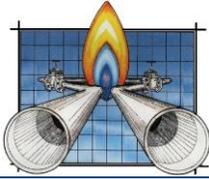
El volumen empacado en el sistema de distribución de Gas Natural es de **295.334 m³** y **1 561.757 m³** de gas natural (Mezcla de hidrocarburos y otros componentes compuestos primordialmente por metano “CH₄”) a las condiciones de presión de 7 kg/cm² y 5 kg/cm², temperatura a manejar dentro del SDGN, por lo que, considerando la densidad del Gas Natural de 0.737 kg/m³ a condiciones estándar (15°C y 1 atm), la masa de gas natural que en un momento dado quedará empacada dentro del SDGN será de **217.66 kg** para una presión de 7 kg/cm² y **1 151.015** para una presión de 5 kg/cm².

Ver Memoria de Calculo en **Anexo 3.**

E) Descripción del Arreglo Mecánico y Operación de las ERMs.

En el presente proyecto se incluye un total de 32 Estaciones de Regulación y Medición (ERMs) (**Ver Coordenadas de localización en Anexo 2**), las cuales se distribuyen en cuatro (4) Estaciones Tipo. A continuación, se describe la Filosofía de Operación de cada ERM Tipo.

Ver Memorias Descriptivas y Filosofías de Operación en **Anexo 3.**



❖ **ERM Residencial Tipo 1.**

FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

El gas natural entrará a la estación a través de una brida de DN 50 mm (2" de Ø), después el gas llegará a un filtro tipo "Y" para limpiarlo de impurezas, posteriormente se regulará la presión de entrada, bajándola de 7 Kg/cm² (99.5 Psi) a 2 Kg/cm² (28 Psi), después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después el flujo de gas continua hacia la salida de la ERM.

En la parte inferior de la ERM se localiza el By Pass General el cual se pondrá en funcionamiento cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en los equipos de toda la caseta, controlando el flujo a la salida de la estación monitoreando la presión con los manómetros localizados aguas abajo y aguas arriba de esta válvula; Antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada por arriba de la presión regulada, que es igual a 3.6 Kg/cm² (51.2 Psi) la cual se releva a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM, después de lo anterior el gas saldrá de la ERM para entrar a la red de aprovechamiento.

ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (ERM):

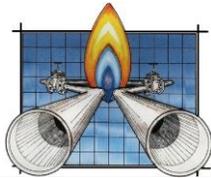
- Dos válvulas de esfera de paso completo de ¼ de vuelta de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) roscable NPT en ANSI 150.
- Regulador de Presión tipo diafragma American Meter modelo 1800 CPB2 con cuerpo de DN 32 mm (1¼" roscable) NPT.
- Medidor de Diafragma modelo AL-425 con cuerpo de DN 32 mm (1¼" de Ø) roscable NPT
- Un Filtro tipo "Y" de DN 32 mm (1¼" de Ø) roscable NPT de acero al carbón en ANSI 150.
- Válvula de seguridad Vayremex modelo 211 con entrada macho de 12.7 mm (½") NPT y salida de 19.05 mm (¾") NPT hembra.

❖ **ERM Industrial Baja Presión Tipo 2.**

FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

El Gas Natural entrara a la estación a través de una brida de DN 50 mm(2" de Ø) en cedula 40, después el gas pasara a través de un Filtro tipo "Y" para limpiarlo de impurezas que puedan afectar el correcto funcionamiento de los equipos de la estación, posteriormente se regulara la presión de entrada, bajándola de 7 Kg/cm² (99.5 Psi) a 2 Kg/cm² (28.45 Psi), después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, se continua con el flujo direccionándose hacia la salida de la ERM.

Localizado en la parte inferior de la estación se encuentra el By Pass general, el cual se pondrá en funcionamiento cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en los equipos de toda la caseta, el flujo pasará y se regulará por este By Pass al abrir la válvula de esfera de paso completo monitoreando la regulación con los manómetros ubicados aguas arriba y aguas abajo de esta válvula. Antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada a un 20% por arriba de la presión



regulada, la cual es igual a 2.4 Kg/cm² (34.14 Psi), la cual se relevará a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallará y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM; Después de lo anterior el gas saldrá de la estación para entrar a la red de aprovechamiento.

ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (ERM):

- Un filtro tipo “Y” de DN 40 mm (1½” de Ø) bridado RF en ANSI 150.
- Un Regulador de Presión mod. CL-34-2IM bridado de DN 50 mm (2”)
- Un medidor Tipo Pistón Rotativo modelo G-100 de DN 50 mm (2” de Ø)
- Válvula de seguridad de 12.7 mm (1/2”Ø).

❖ ERM Industrial Baja Presión Tipo 3.

FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

El gas natural entrara a la estación a través de una brida de DN 50 mm (2” de Ø), después el gas llegara a un filtro tipo “Y” para limpiarlo de impurezas, posteriormente se regulara la presión de entrada, bajándola de 7 Kg/cm² (99.5 Psi) a 2 Kg/cm² (28 Psi), después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después el flujo de gas continua hacia la salida de la ERM.

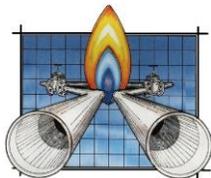
En la parte central de la estación se encuentra el Tren de Regulación No. 2, mismo que entrara en función mediante el juego de válvulas antes de ambos trenes de regulación, y estará trabajando a las mismas presiones que el Tren de Regulación No. 1, esto para cuando sea necesario llevar a cabo trabajos de mantenimiento al carrete de regulación principal.

En la parte inferior de la ERM se localiza el By Pass General el cual se pondrá en funcionamiento cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en los equipos de toda la caseta, controlando el flujo a la salida de la estación con la válvula de globo de DN 50 mm (2” de Ø) monitoreando la presión con los manómetros localizados aguas abajo y aguas arriba de esta válvula; Antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada por arriba de la presión regulada, que es igual a 3.6 Kg/cm² (51.2 Psi) la cual se relevara a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM, después de lo anterior el gas saldrá de la ERM para entrar a la red de aprovechamiento.

ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (ERM):

- Un Filtro tipo “Y” de DN 50 mm (2” de Ø) bridado RF en ANSI 150
- Un Medidor de flujo tipo Turbina Modelo G-250 bridado RF de DN 80 mm (3” de Ø) ANSI 150.
- Dos Reguladores Axiales serie 300-H-5 de DN 50 mm (2” de Ø) en ANSI 300
- Válvula de seguridad Modelo 211 de 31.75 mm X 38.1 mm (1¼” X 1½” de Ø) roscada NPT.

En la siguiente tabla se indican las superficies de ocupación por cada Estación de Regulación (ER):



❖ **ERM Estación de Regulación Tipo 4.**

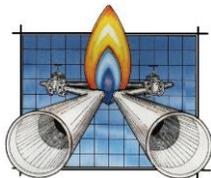
FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

El gas natural entrará a la estación a través de una brida de DN (6" de Ø), después se regulará la presión de entrada, bajando la presión de 7 Kg/cm² (99.56 Psi) a 5 Kg/cm² (71.11 Psi), después de regular el flujo de gas continúa hacia la salida de la ERM.

En la parte inferior de la ERM se localiza el By Pass General el cual se pondrá en funcionamiento cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en los equipos de toda la caseta, dejando pasar el flujo con la válvula de esfera y controlando el flujo a la salida de la estación con la válvula de globo de DN (4" de Ø) monitoreando la presión con los manómetros localizados aguas abajo y aguas arriba de esta válvula; Antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada por arriba de la presión regulada, que es igual a 6 Kg/cm² (85.34 Psi) la cual se releva a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM, después de lo anterior el gas saldrá de la ERM para entrar a la red de aprovechamiento.

Tabla 8 Superficie de Ocupación de las ERMs.

NO.	DESCRIPCIÓN	Tipo	SUPERFICIE (m ²)
1	ERM 1	Tipo 1	0.97
2	ERM 2	Tipo 2	1.18
3	ERM 3	Tipo 1	0.95
4	ERM 4	Tipo 2	1.22
5	ERM 5	Tipo 1	0.96
6	ERM 6	Tipo 2	1.18
7	ERM 7	Tipo 1	1.19
8	ERM 8	Tipo 3	6.90
9	ERM 9	Tipo 2	1.19
10	ERM 10	Tipo 1	0.97
11	ERM 11	Tipo 2	1.18
12	ERM 12	Tipo 1	0.96
13	ERM 13	Tipo 2	1.22
14	ERM 14	Tipo 1	0.95
15	ERM 15	Tipo 2	1.20
16	ERM 16	Tipo 2	1.20
17	ERM 17	Tipo 2	1.19
18	ERM 18	Tipo 2	1.18
19	ERM 19	Tipo 2	1.22
20	ERM 20	Tipo 2	1.22
21	ERM 21	Tipo 2	1.18
22	ERM 22	Tipo 2	1.20



NO.	DESCRIPCIÓN	Tipo	SUPERFICIE (m ²)
23	ERM 23	Tipo 2	1.20
24	ERM 24	Tipo 3	8.67
25	ERM 25	Tipo 2	0.95
26	ERM 26	Tipo 3	1.22
27	ERM 27	Tipo 3	0.96
28	ERM 28	Tipo 3	1.18
29	ERM 29	Tipo 4	1.19
30	ERM 30	Tipo 4	6.90
31	ERM 31	Tipo 2	1.19
32	ERM 32	Tipo 3	0.97
SUPERFICIE TOTAL		--	55.04

Las ERMs quedarán instaladas dentro de los predios de los usuarios finales.

F) Válvulas de Seccionamiento.

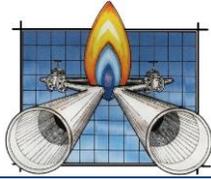
Las válvulas de seccionamiento son de tipo esfera de acero al carbón, montada sobre muñón de paso completo y continuado, guiada, lubricable y con cuerpo de tres piezas soldado, con conexiones soldables y accionadas por medio de un actuador de gas sobre aceite.

Los ductos deben considerar válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño ocasionado por alguna rotura del ducto, las cuales deben de proporcionar un sello seguro en ambos extremos, independientemente de la presión de la línea; así como facilitar el mantenimiento del sistema.

Las válvulas de seccionamiento se ubican en lugares de fácil acceso y protegiéndolas de daños y/o alteraciones.

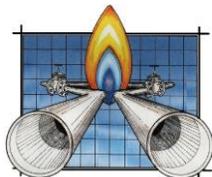
Las válvulas de seccionamiento en ductos de distribución deben reunir las características siguientes:

1. Las válvulas de seccionamiento podrán confinarse, de ser necesario, en registros, siempre y cuando se evite la transmisión de cargas a la tubería y la inundación del registro.
2. Las válvulas de seccionamiento se encuentran debidamente soportadas y ancladas de acuerdo a un análisis de flexibilidad a fin de verificar que el estado de esfuerzos, no sobrepase los permisibles del material.
3. Todas las válvulas deben contar con un dispositivo que indique claramente la posición cerrada o abierta en que se encuentren; excepto las de retención, que deben tener marcado con una flecha el sentido de flujo.
4. Todas las válvulas deben contar con una inscripción en relieve o placa en la que se indique: marca, diámetro nominal, presión o clase y material del cuerpo.
5. Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse en registros y los mecanismos de operación de la válvula deben quedar sobre el nivel del terreno.



6. Las válvulas de seccionamiento deben contar con un By-Pass que consta de dos válvulas adicionales perpendiculares a la línea, una aguas arriba y otra aguas abajo, que se unen con un arreglo de tubería y accesorios, cuyas funciones son permitir el paso de gas en el momento que se le dé mantenimiento a la válvula, permitir el desfogue tanto en el tramo que está aguas arriba como el que está aguas abajo de la válvula, y posteriormente volver a empacar la línea para empatar presiones antes de abrir nuevamente la válvula.

Para mayor detalle, **Ver Anexo 3. Ingeniería del Proyecto.**



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

I.4.2 Condiciones de operación.

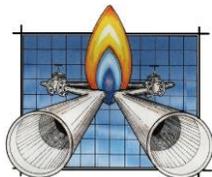
A continuación, se indican las condiciones de operación de la infraestructura que conforma el STGN:

Tabla 9 Especificaciones de los Ductos.

Tipo de Tubería	Diámetro (in)	Material	Espesor (in)	Presión de Prueba Hidrostática psig (kg/cm ²)	Especificación del Ducto	Código de Diseño	Presión de Operación psig (kg/cm ²)		
							Min	Normal	Max
Gasoducto	8	Polietileno de Alta Densidad	0.784”	100 (7)	HDPE-4710 SDR11	SDR 11	100 (7)	100 (7)	100 (7)
Gasoducto	4	Polietileno de Alta Densidad	0.409”	100 (7)	HDPE-4710 SDR11	SDR 11	100 (7)	100 (7)	100 (7)
Gasoducto	3	Polietileno de Alta Densidad	0.318”	100 (7)	HDPE-4710 SDR11	SDR 11	100 (7)	100 (7)	100 (7)
Gasoducto	2	Polietileno de Alta Densidad	0.216”	100 (7)	HDPE-4710 SDR11	SDR 11	100 (7)	100 (7)	100 (7)
Gasoducto	¾	Polietileno de Alta Densidad	0.216”	100 (7)	HDPE-4710 SDR11	SDR 11	100 (7)	100 (7)	100 (7)

Tabla 10 Clase de Localización.

ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 A - 1+600 A	2
ZONA 2	1+600 A - 3+200 A	4
ZONA 3	3+200 A - 4+800 A	4
ZONA 4	4+800 A - 6+400 A	4
ZONA 5	6+400 A - 8+000 A	4
ZONA 6	8+000 A - 9+600 A	4
ZONA 7	9+600 A - 11+200 A	4
ZONA 8	11+200 A - 12+800 A	4
ZONA 9	12+800 A - 14+400 A	4

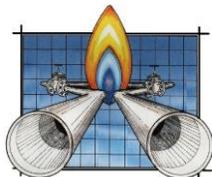


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 10	14+400 A - 14+971.61 A	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 B - 1+600 B	4
ZONA 2	1+600 B - 3+200 B	4
ZONA 3	3+200 B - 4+254.55 B	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 C - 0+575.48 C	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 D - 0+085.29 D	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 E - 0+181.52 E	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 F - 0+368.33 F	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 G - 0+244.05 G	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 H - 0+085.90 H	4

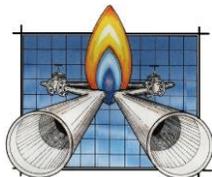


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 I - 0+061.44 I	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 J - 1+600 J	4
ZONA 2	1+600 J - 3+200 J	4
ZONA 3	3+200 J - 4+800 J	4
ZONA 4	4+800 J - 6+400 J	4
ZONA 5	6+400 J - 8+000 J	4
ZONA 6	8+000 J - 9+438.50 J	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 K - 1+600 K	4
ZONA 2	1+600 K - 3+054.44 K	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 L - 0+101.99 L	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 M - 0+072 M	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 N - 0+046 N	4
		CLASE

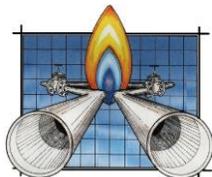


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	
ZONA 1	0+000 O - 1+600 O	2
ZONA 2	1+600 O - 3+200 O	2
ZONA 3	3+200 O - 4+800 O	2
ZONA 4	4+800 O - 6+400 O	2
ZONA 5	6+400 O - 8+000 O	2
ZONA 6	8+000 O - 9+600 O	2
ZONA 7	9+600 O - 10+354.22 O	2
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 P - 0+210.75 P	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 Q - 1+600 Q	4
ZONA 2	1+600 Q - 2+780.80 Q	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 R - 0+415.86 R	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 S - 0+467.01 S	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 T - 1+177.93 T	4
		CLASE



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	
ZONA 1	0+000 U - 1+478.87 U	4
ZONAS PARA CLASIFICACIÓN	LONGITUD DE TRAMO (m)	CLASE
ZONA 1	0+000 V - 0+317.43 V	4

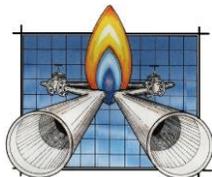
Para mayor detalle Ver Plano GNN-Coah-Ac-ASEA-CL-22_01(RC)(19-05-23), en el **Anexo 1**.

Tabla 11 Diseño del Sistema de Protección Catódica: Rectificadores.

Nombre del Rectificador	Km Ubicación	Inicio área de influencia km	Fin área de influencia km	Tipo
<i>No aplica, no se cuenta con sistema de protección catódica en la red de distribución de gas natural.</i>				

Tabla 12 Cruzamientos.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS: UTM		Medidas de Seguridad	
			DATUM: WGS84			
		REGIÓN: 14R				
		X	Y			
CRUCES CARRETEROS						
1	UB-CR-CRR-01	1+720	A	307924	3246956	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
2	UB-CR-CRR-02	4+830	A	309907	3245115	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 2"Ø H.D.P.E.

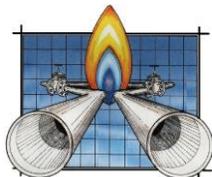


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO		COORDENADAS: UTM		Medidas de Seguridad
				DATUM: WGS84		
				REGIÓN: 14R		
				X	Y	
3	UB-CR-CRR-03	13+300	A	314457	3240061	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
4	UB-CR-CRR-04	1+980	J	305190	3247110	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
5	UB-CR-CRR-05	1+120	K	304144	3248052	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
6	UB-CR-CRR-06	3+280	A	308453	3245566	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
7	UB-CR-CRR-07	3+055	K	303803	3246316	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
8	UB-CR-CRR-08	SIN/CAD		308069	3246267	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 4"Ø H.D.P.E.
9	UB-CR-CRR-09	SIN/CAD		309045	3245317	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 4"Ø H.D.P.E.
10	UB-CR-CRR-10	SIN/CAD		312389	3243599	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 2"Ø H.D.P.E.
11	UB-CR-CRR-11	SIN/CAD		312541	3243672	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 3"Ø H.D.P.E.
12	UB-CR-CRR-12	SIN/CAD		312701	3243564	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 2"Ø H.D.P.E.
13	UB-CR-CRR-13	0+015	L	312792	3243505	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 2"Ø H.D.P.E.
CRUCE CON VÍAS DE FERROCARRIL						
1	UB-CR-FFCC-01	4+550	A	309634	3245157	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 12 "Ø A.C. CÉD. 40 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.



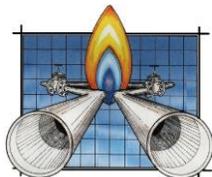
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS: UTM		Medidas de Seguridad	
			DATUM: WGS84			
			REGIÓN: 14R			
			X	Y		
CRUCE CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
1	UB-CR-LTR-01	0+985	A	308124	3247609	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
2	UB-CR-LTR-02	3+115	A	308307	3245639	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
3	UB-CR-LTR-03	3+335	A	308507	3245530	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
4	UB-CR-LTR-04	3+662	A	308789	3245409	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
5	UB-CR-LTR-05	12+415	A	314253	3240912	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
6	UB-CR-LTR-06	14+752	A	315474	3240929	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 2"Ø H.D.P.E.
7	UB-CR-LTR-07	0+520	B	307621	3247774	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 4"Ø H.D.P.E.
8	UB-CR-LTR-08	3+580	J	303807	3246311	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
9	UB-CR-LTR-09	7+580	J	299846	3245922	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.
10	UB-CR-LTR-10	0+65	Q	308006	3246978	CRUZAMIENTO A CIELO ABIERTO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 3"Ø H.D.P.E.
CRUCE CON CUERPOS DE AGUA						
1	UB-CR-CNA-01	3+785	A	308907	3245349	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 12"Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.
2	UB-CR-CNA-02	12+645	A	314265	3240664	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E.



Estudio de Riesgo (ER)
**“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la
 Zona Geográfica Única: Acuña”**

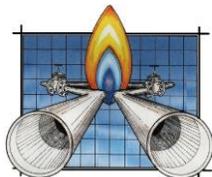
I

Municipio de Acuña, Coah.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO		COORDENADAS: UTM		Medidas de Seguridad
				DATUM: WGS84		
				REGIÓN: 14R		
				X	Y	
						CON CAMISA PROTECTORA 12 "Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.
3	UB-CR-CNA-03	3+150	O	301511	3249520	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 6"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 10 "Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.
4	UB-CR-CNA-04	7+095	O	299480	3252813	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 6"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 10 "Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.
5	UB-CR-CNA-05	9+460	O	299220	3255160	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 6"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 10 "Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.
6	UB-CR-CNA-06	1+000	T	308493	3245035	CRUZAMIENTO SUBTERRÁNEO, CON TUBERÍA CONDUCTORA DE 8"Ø H.D.P.E. CON CAMISA PROTECTORA 12 "Ø A.C. CÉD. 20 CON PROTECCIÓN CÁTODICA.

Tabla 13 Señalamientos.

Dada la magnitud de los postes de señalamientos, la información al respecto se incluye en el **Anexo 1.1**



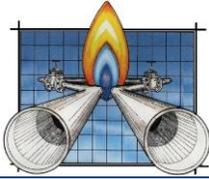
Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

I

Municipio de Acuña, Coah.

Tabla 14 Instalaciones Superficiales: Estaciones de Regulación y Medición.

Nombre	Pasos de Regulación	Presión de Diseño psi (kg/cm ²)	Presión de Operación primer paso de regulación psi (kg/cm ²)		Presión de Operación segundo paso de regulación psi (kg/cm ²)		Flujo de diseño (MMSCFD)		
			Entrada	Salida	Entrada	Salida	Min	Norm	Max
City Gate Acuña	2	1 400 (98.4)	401.10 (28.20)	320.02 (22.50)	320.02 (22.50)	99.56 (7.00)	2.50	ND	8.48
ERM Tipo 1	1	100 (7.00)	99.56 (7)	21.23 (1.50)	--	--	ND	0.025	ND
ERM Tipo 2	1	100 (7.00)	99.56 (7)	42.67 (3.00)	--	--	ND	0.170	ND
ERM Tipo 3	1	100 (7.00)	99.56 (7)	42.67 (3.00)	--	--	ND	0.636	ND
ERM tipo 4	1	100 (7.00)	99.56 (7.00)	71.12 (5.00)	--	--	ND	1.7	ND



I.4.3 Hojas de Seguridad.

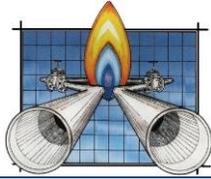
La sustancia principal que se manejará en el proyecto es el Gas Natural, por lo que a continuación se describen sus principales características físicas y químicas. **Ver Anexo 4.** HDS Gas Natural.

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

Volumen empacado en el STGN.

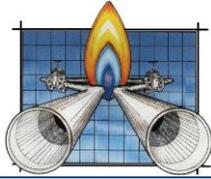
El volumen empacado en el sistema de distribución de Gas Natural es de **295.334 m³** y **1 561.757 m³** de gas natural (Mezcla de hidrocarburos y otros componentes compuestos primordialmente por metano “CH₄”) a las condiciones de presión de 7 kg/cm² y 5 kg/cm², temperatura a manejar dentro del SDGN, por lo que, considerando la densidad del Gas Natural de 0.737 kg/m³ a condiciones estándar (15°C y 1 atm), la masa de gas natural que en un momento dado quedará empacada dentro del SDGN será de **217.66 kg** para una presión de 7 kg/cm² y **1 151.015** para una presión de 5 kg/cm².

Ver Memoria de Calculo en **Anexo 3.**



Índice

II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.	2
II.1 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	2
II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.	2
II.2.1 Clima.....	2
II.2.2 Geomorfología.....	13
II.2.3 Geología.	16
II.2.4 Edafología.	24
II.2.5 Hidrología.	30
II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.....	40
II.2.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).....	45



II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

De acuerdo con lo establecido en la Guía para la elaboración de los 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 de la zona donde se localizará el proyecto, tomando para tal fin, la información del Sistema Ambiental Regional (SAR) delimitado en la MIA-R que acompaña al presente Estudio de Riesgo.

II.1 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

La información referente a las Colindancias del SDGN se incluye en el **Anexo 15**.

II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.

II.2.1 Clima.

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

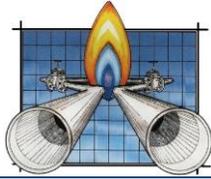
Tabla 1 Tipos de Climas existentes en el SAR.

Clima	Descripción
BSoh(x')	Árido, semicálido, temperatura entre 18°C y 22°C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.
BWh(x')	Muy árido, semicalido, temperatura media anual entre 18°C y 22°C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual.

(CONABIO, Portal de Geoinformación)

Tabla 2 Distribución de los Climas en el SAR.

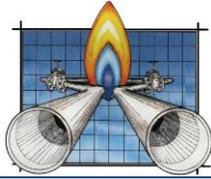
Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
BSoh(x')	Árido, semicálido	33 993.28	46.42
BWh(x')	Muy árido, semicalido	39 221.75	53.58
	Total:	73 215.03	100



En lo que corresponde al Área de Influencia del Proyecto (AiP) y el Área del Proyecto (AP), los climas predominantes corresponden a los mismos existentes en el SAR del Proyecto.



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

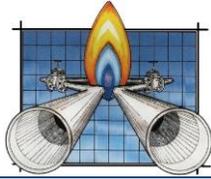


COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 2 Tipos de Climas existentes en el AiP 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, en la superficie del SAR, se presentan valores de precipitación entre 400 a 500 mm y de 500 mm a 600 mm anuales.



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 3 Valores de precipitación existentes en el SAR del proyecto.

De acuerdo con la siguiente figura, los valores de precipitación existentes en el AiP y de igual manera en el AP, oscilan entre los 400 a 500 mm y de 500 mm a 600 mm anuales.

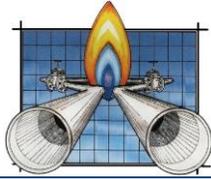
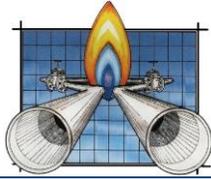


Figura 4 Valores de precipitación existentes en el AiP.

A.2 Temperatura

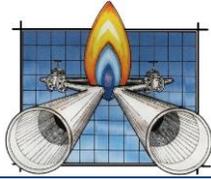
De acuerdo con lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de las Isotermas a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, en la totalidad de la superficie del SAR, se presentan valores de temperatura promedio entre 20°C y 22°C.

La temperatura promedio en la zona donde tiene incidencia el sistema de distribución de gas natural, de igual manera corresponde a valores entre 20°C y 22°C.



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 5 Valores de temperatura existentes en el SAR del proyecto.



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 6 Valores de temperatura existentes en el AiP.

A.3 Normales Climatológicas

Dentro de la delimitación del SAR solo se localiza una Estación Climatológica misma que se ubica en la Presa Centenario, de donde se tomaron los datos de temperatura y precipitación para establecer los históricos promedios en la zona del proyecto, de acuerdo con lo que se establecen en las siguientes tablas:

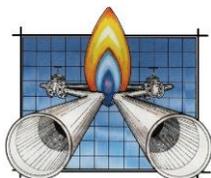


Tabla 3 Normales Climatológicas de la Estación 5085 PRESA CENTENARIO.

ESTADO DE: COAHUILA					PERIODO: 1981-2010								
ESTACIÓN: 5085			Latitud: 29° 12' 53''			Longitud: 100° 56' 52''			ALTURA: 325 MSNM				
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)													
Normal	21.8	24.4	27.3	31.4	34.3	36.3	35.7	37.3	34.6	31.7	26.6	21.8	30.3
TEMPERATURA MEDIA (°C)													
Normal	13.2	15.4	18.4	22.3	25.5	27.6	27.5	28.8	26.1	23.1	17.7	13.2	21.6
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)													
Normal	4.7	6.4	9.6	13.2	16.7	19.0	19.6	20.3	17.6	14.5	8.8	4.6	12.9
PRECIPITACIÓN (mm)													
Normal	21.3	24.9	30.7	42.8	68.5	57.4	55.5	48.3	64.4	46.1	26.7	13.8	500.4

Fuente: Comisión Nacional del Agua (CNA)

De acuerdo con la tabla anterior, los valores de precipitación y temperatura promedios en el SAR del proyecto son 500.4 mm anuales y 21.6°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 1.5 m/s y el promedio histórico de humedad relativa es de 30%.

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 2011 al 2021.

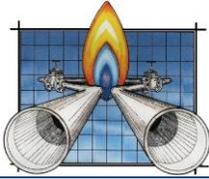
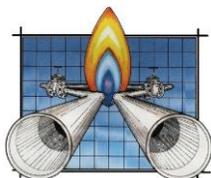
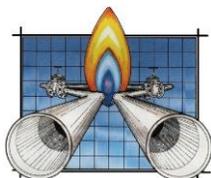


Tabla 4 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2011 al 2021.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2021	Atlántico	Nicholas	TT	Tamaulipas, Veracruz, Campeche y Tabasco
		Grace	H1	Quintana Roo, Yucatán y Campeche
	Pacífico	Rick	H2	Guerrero, Michoacán, Jalisco y Colima
		Pamela	H1	Sinaloa y Durango
		Olaf	H2	Baja California Sur
		Nora	H1	Jalisco, Nayarit y Sinaloa
		Dolores	TT	Colima, Nayarit, Jalisco y Zacatecas
2020	Atlántico	Zeta	H1	Yucatán, Quintana Roo y Campeche
		Delta	H2	Yucatán, Quintana Roo y Campeche
		Cristóbal	TT	Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo
	Pacífico	Hernán	DT	Baja California Sur
		Amanda	TT	Chiapas, Quintana Roo, Yucatán, Campeche y Tabasco.
2019	Atlántico	De acuerdo con los datos del Servicio Meteorológico Nacional, ningún Huracán o Tormenta Tropical tocó tierra.		
	Pacífico			
2018	Atlántico	<i>Ninguno tocó tierra</i>		
	Pacífico	Vicente	TT	Chiapas, Oaxaca, Guerrero, 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.



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
	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, 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.
2012	Pacífico	Karen	TT	Yucatán y Quintana Roo.
		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

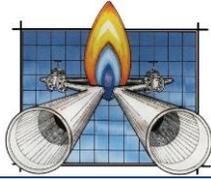


Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
				y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur.
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San 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
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.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas e Hidalgo.

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

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)

De acuerdo a la **Tabla 4**, se puede considerar que el Estado de Coahuila no es susceptible a fenómenos climatológicos de manera directa, tales como, huracanes y tormentas tropicales, ya que en los últimos 10 años, si bien, se han presentado fenómenos climáticos que han abarcado la superficie estatal, éstos tienden a entrar por los estados colindantes en las costas y llegan hasta Coahuila solo los remanentes de dichos fenómenos, causando lluvias torrenciales con mínimos daños, además, de acuerdo a las fuentes bibliográficas disponibles, se constató que en el municipio donde tendrá incidencia el proyecto no se han generado afectaciones significativas como inundaciones, deslaves o daños en infraestructura urbana por la presencia de fenómenos climatológicos, por lo que se considera que la zona donde se localizará el proyecto no es susceptible a la afectación por lluvias torrenciales.



II.2.2 Geomorfología.

El proyecto se localiza al Norte del Estado de Coahuila, dentro de la delimitación de la Provincia Fisiográfica denominada Eje Neovolcánico, dentro de la Subprovincia Fisiográfica conocida como Lagos y Volcanes de Anáhuac, donde existen sistemas de topoformas conformados principalmente por Vaso Lacustre, Vaso Lacustre con Lomerío, Lomerío de Tobas y Sierra Volcánica con Estrato Volcanes.

Tabla 5 Características de la Provincia Fisiográfica donde incide el SAR.

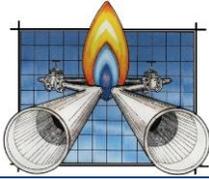
Provincia Fisiográfica	Subprovincia Fisiográfica	Sistema de Topoformas
Grandes Llanuras de Norteamérica	Llanuras de Coahuila y Nuevo León	Lomerío de Laderas Tendidas
		Lomerío de Laderas Tendidas con Bajadas
		Lomerío de Laderas Tendidas con Llanuras
		Valle Típico

A continuación, se describen las características de la Provincia Fisiográfica Grandes Llanuras de Norteamérica:

- ❖ **Provincia Fisiográfica Grandes Llanuras de Norteamérica:** Esta provincia fisiográfica se extiende, de norte a sur, desde las provincias políticas canadienses de Alberta (al norte y este de la misma) y Saskatchewan (oeste y sur) hasta el norte de México, en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Atraviesa el centro de los Estados Unidos de Norteamérica sobre los territorios orientales de los estados de Montana, Wyoming, Colorado y Nuevo México; los occidentales de Dakota Norte, Dakota Sur, Oklahoma y Texas; y casi todo el territorio de Nebraska y Kansas. Sus límites en el poniente (con las montañas Rocallosas y, en México, con la Sierra Madre Oriental), van, de norte a sur, de los 115° a los 105° de longitud oeste y los orientales (con la provincia estadounidense de los Bajos Centrales y con la Llanura Costera del Golfo Norte en Estados Unidos y México) de los 110° a los 105°.

En sus bordes occidentales alcanza altitudes superiores a los 1 000 m.s.n.m. y en los orientales cercanos a los 500, de manera que su territorio está claramente inclinado de oeste a este. El rasgo más destacado de esta provincia es la presencia de amplias llanuras, muy planas y cubiertas de vegetación de pradera, antiguo hábitat del bisonte. De las subprovincias que integran la Gran Llanura de Norteamérica, sólo una queda dentro del territorio mexicano.

Fuente: (INEGI)



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

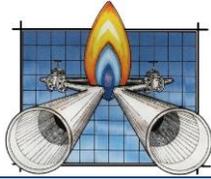
Figura 7 Incidencia del SAR dentro de las Provincias Fisiográficas.

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

- ❖ **Subprovincia de las Llanuras de Coahuila y Nuevo León:** Limita al norte y al este con el río Bravo, al oeste con la Sierra Madre Oriental y al sureste con la Llanura Costera del Golfo Norte. Abarca parte de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, y se caracteriza por la presencia de llanos interrumpidos por lomeríos dispersos, bajos, de pendientes suaves y constituidos por conglomerados. Una de las llanuras más amplias en esta zona es la que se extiende desde la ciudad de Anáhuac, N. L., hasta Nueva Rosita, Coah., cuya altitud aproximada es de 500 metros.

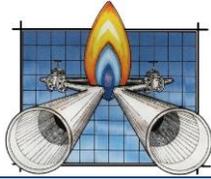
Esta subprovincia forma parte de la región conocida como Llanura Costera o Plano Inclinado y abarca 23 138.39 km² de la superficie de Nuevo León; en ella se localizan totalmente los municipios de Los Aldamas, Anáhuac, China, Doctor Coss, General Bravo, General Treviño, Los Herreras, Melchor Ocampo, Paras, y Vallecillo, y partes de los de Agualeguas, Cerralvo, General Terán, Lampazos de Naranjo y Los Ramones. El área que queda dentro del estado, a pesar de ser muy extensa, es homogénea en cuanto a los sistemas de topografía, ya que presenta una gran sucesión de lomeríos y llanuras, que en raras ocasiones se ven interrumpidas por una sierra baja, una meseta o un valle.

Fuente: (INEGI, Regiones Fisiográficas, s.f.)



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 8 Subprovincia donde incide el SAR del proyecto.



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 9 Sistemas de Topoformas existentes en el SAR del proyecto.

II.2.3 Geología.

A) Características Litológicas del SAR.

La geología presente en el SAR está conformada y predominada por Rocas Sedimentarias (*Caliza y Caliza - Lutita*) complementándose con suelo Aluvial de acuerdo con la carta geológica del INEGI.

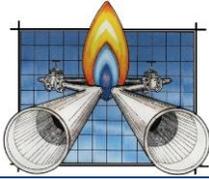


Tabla 6 Distribución de las características Geológicas del SAR.

Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
Q(al)	Suelo Aluvial	32 033.61	43.90
Ks(cz)	Roca Sedimentaria (Caliza)	28 026.29	38.40
Ks(cz-lu)	Roca Sedimentaria (Caliza-Lutita)	12 907.71	17.70
Total:		72 967.61 ¹	100.00

- ❖ **Suelo Aluvial:** Suelos que se han desarrollado con el paso del tiempo como resultado de los sedimentos depositados por las inundaciones periódicas de arroyos o ríos.
- ❖ **Rocas Sedimentarias (Caliza y Caliza - Lutita):** Roca sedimentaria clástica o detrítica. Como su nombre indica, está compuesta principalmente (más de 2/3) de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 1/16 - 1/256 mm o de 4 a 8 en la escala phi (ϕ) de Krumbein. Las limolitas difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla. Aunque a menudo se confunde con lutita, la limolita carece de la visibilidad y láminas que son típicas de la lutita. Las limolitas pueden contener concreciones. A menos que la roca sedimentaria sea bastante arcillosa, es probable una estratificación que sea oscura y que tiende a superar en ángulos oblicuos no relacionados con el lecho. El mudstone o esquisto es una roca que contiene barro, que es un material que tiene un alcance de limo y arcilla. La limolita se diferencia por tener una composición mayoritaria de limo, no de arcilla.

Fuente. Servicio Geológico Mexicano (SGM).

¹ La superficie faltante corresponde a Zona Urbana y a Cuerpos de Agua.

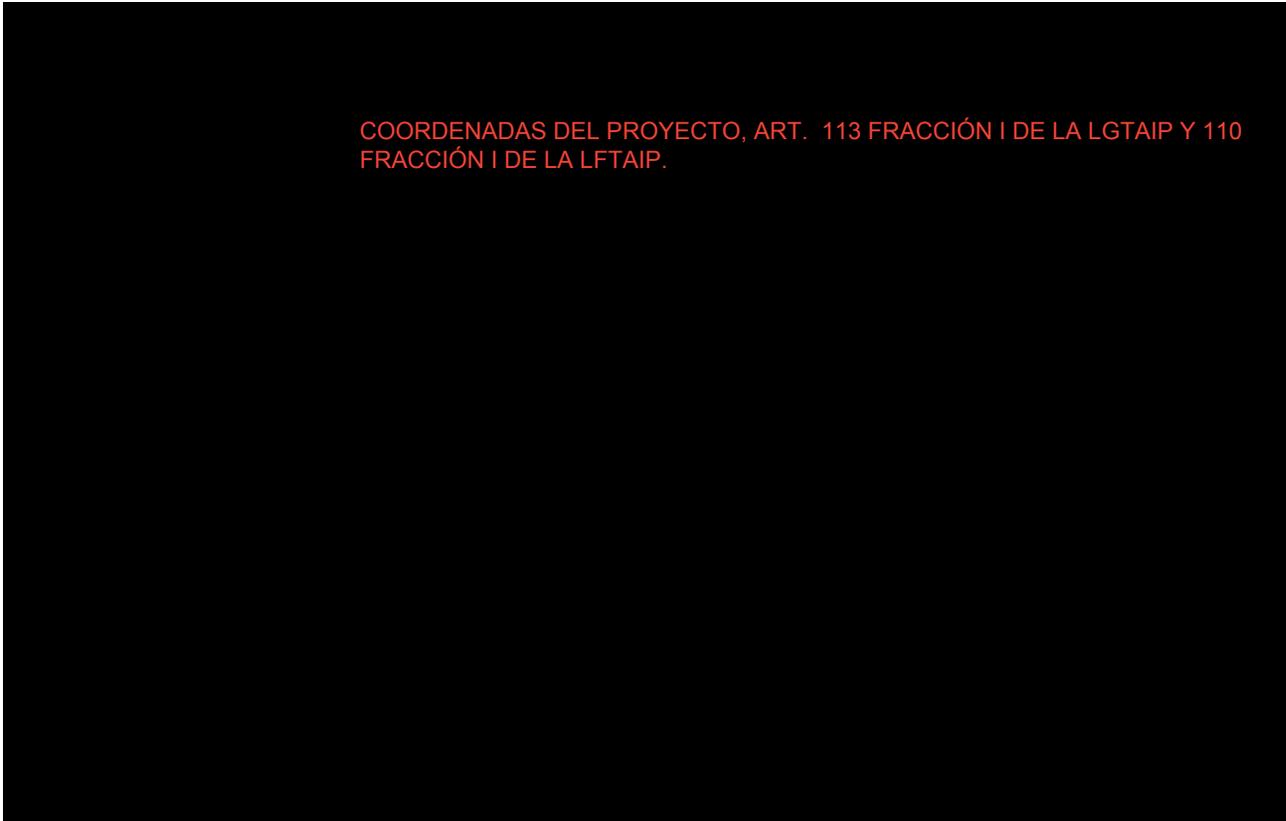
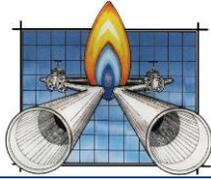
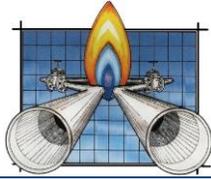


Figura 10 Geología existente el SAR.

Tabla 7 Geología del SAR, AiP y AP.

Entidades	Era	Clase	Serie	Tipo	Sistema	Clave	Superficie de Incidencia (ha)		
							SAR	AiP	AP
Suelo	Cenozoico	N/A	N/A	Aluvial	Cuaternario	Q(al)	32 033.61	2 063.85	8.14
Unidad Crono-estratigráfica	Mesozoico	Sedimentaria	Cretácico Superior	Caliza	Cretácico	Ks(cz)	28 026.29	1 019.37	3.00
Unidad Crono-estratigráfica	Mesozoico	Sedimentaria	Cretácico Superior	Caliza-Lutita	Cretácico	Ks(cz-lu)	12 907.71	1 403.08	6.79
Total:							72 967.61²	4 486.31²	17.92

² La superficie faltante corresponde a Zona Urbana y a Cuerpos de Agua.



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

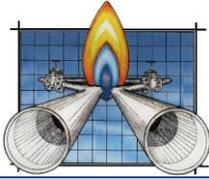
Figura 11 Geología existente en el AiP.

- ❖ **Susceptibilidad a zonas sísmicas, deslizamiento, derrumbes, inundaciones u otros movimientos de tierra o roca, y posible actividad volcánica:**

FRACTURAS GEOLÓGICAS

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.

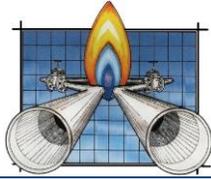
El territorio mexicano se encuentra dividido entre cinco placas tectónicas. La mayor parte del país se encuentra sobre la placa NORTEAMERICANA. Esta gran placa tectónica contiene a todo Norteamérica, parte del océano Atlántico y parte de Asia. La península de Baja California se encuentra



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 Pacífico.

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 con las Cartas Estatales Geológicas, Escala 1:1 000 000 y a la **Figura 10**, aledaño a las trayectorias de los gasoductos que conforman el Sistema de Distribución, no existen fracturas y/o fallas geológicas que pueden poner en riesgo la integridad física de la infraestructura que conformará el proyecto, por lo que el proyecto no es susceptible a posibles corrimientos de tierra, sin embargo GNN cuenta desde el diseño ejecutivo con sistemas para prevenir una situación mayor de riesgo en caso de presentarse un movimiento geológico, tal es el caso de las válvulas de seccionamiento, mismas que en un momento dado aislarán la parte afectada del sistema para evitar la fuga continua de gas natural, además de que, las tuberías a instalar cuentan con flexibilidad para soportar movimientos del subsuelo con base a lo establecido en la legislación y normatividad ambiental vigente. Aunado a lo anterior, GNN contará con un programa de celajes el cual se realizará de manera periódica para supervisar las condiciones del terreno donde se localicen instaladas las tuberías de conducción de gas natural.



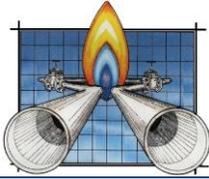
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 12 Fracturas Geológicas.

SISMICIDAD

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

- La zona A es una zona donde no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores.
- La zona D es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.



- Las otras dos zonas (B y C) son zonas intermedias, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

El Sistema de Distribución de Gas Natural, tendrá incidencia en la Zona A, catalogada como asísmica.



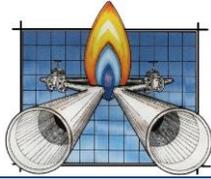
Figura 13 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones Sísmicas del País.

VULCANOLOGÍA

La actividad volcánica consiste esencialmente en la salida a la superficie de los materiales fundidos del interior del planeta a través de fisuras o de conductos (Leet Don L. y Sheldon Judson, 1984).

En el primer caso, la lava solidificada da lugar a extensas mesetas y en el segundo, a la acumulación del material eyectado en la superficie originando las estructuras en forma de loma o montaña conocidas como volcanes. Normalmente los volcanes tienen la forma de un cono con una depresión en la cima que puede ser un cráter o una caldera.

Los volcanes se originan y permanecen activos a causa de los materiales procedentes de depósitos de roca fundida, formados a distancias de profundidad inferiores a los 60 Km. aproximadamente, la cual escapa a la superficie en zonas de debilidad de la corteza.



Mientras la roca fundida permanece en el interior de la tierra se denomina magma, cuando se vierte en la superficie se denomina lava.

Las características de las erupciones volcánicas, así como su grado de peligrosidad, están fuertemente influenciadas por la viscosidad del magma, es decir, por su capacidad para fluir; y por la presión a que están sujetos los gases que contiene. Normalmente la lava de alta viscosidad produce erupciones de carácter explosivo en extremo peligrosas.

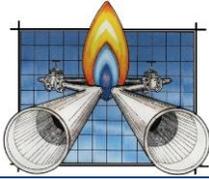
Espíndola, J.M. (1992), clasifica los peligros volcánicos en las siguientes categorías: emisiones de lava, flujos de piroclastos, oleadas de piroclastos, inundaciones, lahares y gases volcánicos.

Con base a la **Figura 14** la localización del Sistema de Distribución de Gas Natural queda fuera del área de incidencia de cualquier tipo de Volcán activo o inactivo de la República Mexicana.

Fuente: Atlas de Riesgos de Coahuila.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 14 Ubicación del proyecto conforme a los Volcanes de México.



II.2.4 Edafología.

A) Tipos de suelo en el SAR.

Los tipos de suelo existentes en el SAR son: Fluvisol, Leptosol, Regosol, Rendzina, Vertisol y Xerosol, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

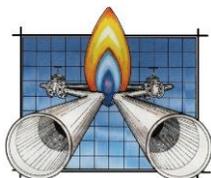
Tabla 8 Distribución de las características Edafológicas del SAR.

Clave	Descripción	Superficie (HAS)	Porcentaje (%)
FL	Fluvisol	1 368.49	1.83
LP	Leptosol	23 780.85	31.86
RG	Regosol	6 156.67	8.25
RZ	Rendzina	14 466.42	19.38
VR	Vertisol	5 147.17	6.90
XE	Xerosol	18 961.06	25.41

El porcentaje restante de suelo corresponde a la superficie del SAR ocupada por Zona Urbana y Cuerpos de Agua.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

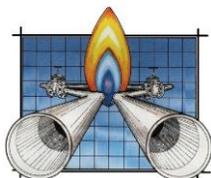
Figura 15 Edafología presente en el SAR.



En lo que respecta a la comparativa de tipos de suelo en el SAR, AiP y AP, a continuación, se indican las características de cada uno de estos y las superficies de ocupación en cada zona:

Tabla 9 Características generales de los Suelos.

Clave	Unidad	Subunidad	Clase Tex	Características	Área de Análisis (ha)			Vinculación	
					SAR	AiP	AP		
FL	ca	Fluvisol	calcárico	Media	Suelos con abundantes sedimentos fluviales, marinos o lacustres en periodos recientes y que están tradicionalmente sobre planicies de inundación, abanicos de ríos o marismas costeras. Tienen buena fertilidad natural y son atractivos históricamente para los asentamientos humanos. Suelo con más de 2% de carbonato de calcio. No tiene las propiedades específicas del horizonte cálcico.	1 368.49	506.92	1.35	Este tipo de suelo reúne las condicione para la realización de la zanja donde quedarán alojados los gasoductos que conformarán el Sistema de Distribución de Gas Natural, sin la necesidad especial de contar con equipos o procedimientos especiales para llevar a cabo las actividades, ya que este tipo de suelos son blandos de textura media.
LP	ca	Litosol	N/A	Media	Actualmente representan suelos con menos de 25 cm de espesor o con más de 80% de su volumen ocupado por piedras o gravas. Son muy susceptibles a la erosión. Se localizan generalmente en las zonas montañosas con más de 40% de pendiente. Suelo con más de 2% de carbonato de calcio. No tiene las propiedades específicas del horizonte cálcico.	23 780.85	1 102.25	3.53	Este tipo de suelo reúne las condicione para la realización de la zanja donde quedarán alojados los gasoductos que conformarán el Sistema de Distribución de Gas Natural, si bien es cierto, no se requieren equipos especiales para la perforación del suelo, si se debe tener cuidado durante las actividades de zanjeado ya que presentan gran cantidad de piedras y gravas (más del 80%), si embargo esto no representa un impedimento para llevar a cabo las actividades de construcción del proyecto.
RG	ca	Regosol	calcárico	Media	Suelos con propiedades físicas o químicas insuficientes para colocarlos en otro grupo de suelos. Son pedregosos, de color claro en general y se parecen bastante a la roca que les ha dado origen cuando no son profundos. Suelo con más de 2% de carbonato de calcio. No tiene las propiedades específicas del horizonte cálcico.	6 156.67	24.69	--	Ninguna, el SDGN no incide directamente con este tipo de suelo.
RZ	N/A	Rendzina	N/A	Media/Fina	Son suelos poco profundos ricos en humus que generalmente se forman a partir de material parental rico en carbonato u ocasionalmente en sulfato.	14 466.42	2.82	--	Ninguna, el SDGN no incide directamente con este tipo de suelo.
VR	cr	Vertisol	crómico	Fina	Se crean bajo condiciones alternadas de saturación sequía, se forman grietas anchas, abundantes y profundas cuando están	320.75	70.72	0.11	Este tipo de suelo reúne las condicione para la realización de la zanja donde quedarán alojados los gasoductos que

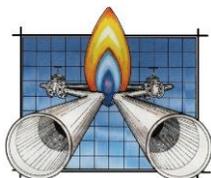


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

II

Municipio de Acuña, Coah.

Clave	Unidad	Subunidad	Clase Tex	Características	Área de Análisis (ha)			Vinculación
					SAR	AiP	AP	
				secos y con más de 30% de arcillas expandibles. Suelo que tiene una capa de color roja de más de 30 cm de espesor.				conformarán el Sistema de Distribución de Gas Natural, sin la necesidad especial de contar con equipos o procedimientos especiales para llevar a cabo las actividades, ya que este tipo de suelos son blandos de textura media. Sin embargo, se deberá de poner especial atención en temporada de sequía ya que estos suelos tienden a formar grietas profundas.
	pe	pélico	Fina	Se crean bajo condiciones alternadas de saturación sequía, se forman grietas anchas, abundantes y profundas cuando están secos y con más de 30% de arcillas expandibles. Que tiene en los primeros 30 cm del suelo un value Munsell, húmedo, de 3.5 o menos y un cromax, húmedo, de 1.5 o menos.	4 826.42	26.56	--	Ninguna, el SDGN no incide directamente con este tipo de suelo.
XE	ha	háplico	Media	Son de profundidad moderada, aunque existen pequeñas áreas en que son profundos. Su origen es aluvial en las llanuras y coluvio- aluvial en las bajadas. Estos suelos tienen un pH que varía de neutro a ligeramente alcalino y la mayoría sobreyacen a una limitante física que está a menos de 100 cm de profundidad. Que tiene una expresión típica de ciertos rasgos (típica en el sentido de que no hay una caracterización adicional o significativa) y sólo se usa si no aplica ninguno de los calificadores previos.	14 536.46	--	3.84	Este tipo de suelo reúne las condicione para la realización de la zanja donde quedarán alojados los gasoductos que conformarán el Sistema de Distribución de Gas Natural, sin la necesidad especial de contar con equipos o procedimientos especiales para llevar a cabo las actividades, ya que este tipo de suelos son blandos de textura media.
	cc	cálcico	Fina	Son de profundidad moderada, aunque existen pequeñas áreas en que son profundos. Su origen es aluvial en las llanuras y coluvio- aluvial en las bajadas. Estos suelos tienen un pH que varía de neutro a ligeramente alcalino y la mayoría sobreyacen a una limitante física que está a menos de 100 cm de profundidad. Que tiene un horizonte cálcico o concentraciones de carbonatos secundarios que comienzan dentro de los 100 cm desde	2 454.92	1 145.24	--	Ninguna, el SDGN no incide directamente con este tipo de suelo.



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”
 Municipio de Acuña, Coah.

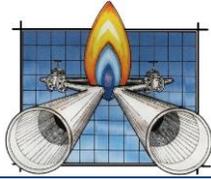
II

Clave	Unidad	Subunidad	Clase Tex	Características	Área de Análisis (ha)			Vinculación
					SAR	AiP	AP	
				la superficie del suelo.				
iv		lúvico	Media	<p>Son de profundidad moderada, aunque existen pequeñas áreas en que son profundos. Su origen es aluvial en las llanuras y coluvio- aluvial en las bajadas. Estos suelos tienen un pH que varía de neutro a ligeramente alcalino y la mayoría sobreyacen a una limitante física que está a menos de 100 cm de profundidad.</p> <p>Suelos con acumulación de arcilla en el subsuelo. La arcilla es de alta actividad en CIC (mayor de 24cmolc kg-1), lo que representa buenas posibilidades de fertilidad para la agricultura en general.</p>	1 969.67	--	--	Ninguna, el SDGN no incide directamente con este tipo de suelo.
Total:					69 880.66³	2 879.25³	8.83³	--



Figura 16 Edafología presente en el AiP.

³ La superficie faltante corresponde a Zona Urbana.



B) Degradación del Suelo en el Área de Estudio.

De acuerdo con la Carta de Uso de Suelo y Vegetación del INEGI, el 68% de la trayectoria del Sistema de Distribución de Gas Natural (SDGN) se localiza en Zona Urbana, por lo que en esta parte del proyecto no aplica la descripción de los niveles de erosión del suelo con base a lo indicado en la Guía para la presentación de la MIA-R del Sector Hidrocarburos.

A continuación, se indica la degradación del suelo dentro del AiP con base a lo indicado en las fuentes bibliográficas:

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 17 Niveles de Erosión del suelo en el AiP.

Con base a lo indicado en la **Figura 17**, en el AiP se presentan degradaciones del suelo por ocasionados por la Erosión Hídrica Laminar en grado Leve y Moderado, así como por la existencia de asentamientos humanos y por la presencia de Erosión Antrópica o acelerada que se caracteriza por la remoción del suelo debido a la destrucción de la vegetación natural. A continuación, se describen los Tipos de Erosión existentes en el AiP:

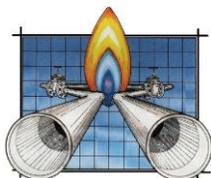


Tabla 10 Grados de Degradación del Suelo en el AiP.

Tipo de Degradación	Grado	Causa Principal	Superficie de Ocupación (Ha)
Erosión Hídrica Laminar con pérdida del suelo superficial	Moderado	Escurrimientos hídricos superficiales y escasa cubierta vegetal	1 743.57
Erosión Hídrica Laminar con pérdida del suelo superficial	Leve	Escurrimientos hídricos superficiales y escasa cubierta vegetal	218.96
Asentamientos Humanos	No aplica	Creación de asentamientos humanos, comerciales e industriales.	433.60
Erosión Antrópica	No aplica	Remoción de la vegetación natural que protege al suelo de las aguas de lluvia	2 042.4
Total:			4 438.53⁴

En lo que respecta a las afectaciones del suelo por Erosión Hídrica en el AiP, a continuación, se indican los datos recabados de las fuentes de información bibliográficas como el INEGI:

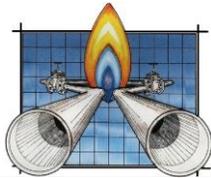
Tabla 11 Grados de Erosión Hídrica en el AiP.

Tipo de Erosión Dominante	Forma de Erosión Dominante	Grado de Erosión Dominante	Forma de Erosión Secundaria	Superficie de Ocupación (Ha)
Antrópica	N/A	N/A	N/A	2 042.4
Hídrica	Laminar	Moderado	Cárcavas	1 743.57
Hídrica	Laminar	Leve	Surcos	218.96
Asentamientos Humanos	N/A	N/A	N/A	433.60
Totales:				4 438.53⁴

EROSIÓN HÍDRICA EN CÁRCAVAS. La erosión en cárcavas es la principal fuente de sedimento y el principal proceso de degradación en México; el control de esta erosión debe privilegiar el uso de la vegetación nativa e introducida, bajo el concepto de cuenca y con el involucramiento de usuarios y las instituciones locales.

EROSIÓN HÍDRICA LAMINAR. Es la pérdida de una capa delgada más o menos uniforme de suelo (partículas liberadas por salpicadura) en un terreno inclinado. Tiene lugar cuando la intensidad de la precipitación excede la infiltración o bien cuando el suelo se satura de agua, lo que da lugar a un exceso de agua en la superficie. La escorrentía superficial transporta las partículas más finas y provoca una disminución de la productividad del suelo (pérdida de arcilla, materia orgánica y nutrientes). El encostramiento superficial favorece la escorrentía superficial.

⁴ La superficie faltante corresponde a Zonas No Aplicables o Sin Información.



II.2.5 Hidrología.

A) Hidrología Superficial.

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

Tabla 12 Características de las aguas superficiales del SAR.

Características	Región Hidrográfica	Cuenca Hidrográfica	Subcuenca Hidrográfica	Microcuenca
Clave/nombre	RH-24. Pánuco	Cuenca R. Bravo – Piedras Negras	1. R. Bravo – A. de las Vacas 2. R. Bravo – R. San Diego	1. Aceros Beck 2. Ampliación 5 de Mayo 3. El Cedro 4. Ciudad Acuña
Área (km ²)	226 275	9 987.97	--	--

En la funcionalidad hídrica de una cuenca intervienen muchos factores a diferentes escalas geográficas, y en diferentes niveles de interacción. Entre estos factores destacan la escorrentía (su temporalidad y cantidad), el régimen hídrico de los ríos, el arreglo, tamaño y la estructura de la red de drenaje, el régimen de lluvias, las variables climáticas, la geomorfología y la morfodinámica de la cuenca, los tipos de suelo, el tipo de cobertura vegetal, el uso de tierras y el tamaño de la cuenca.

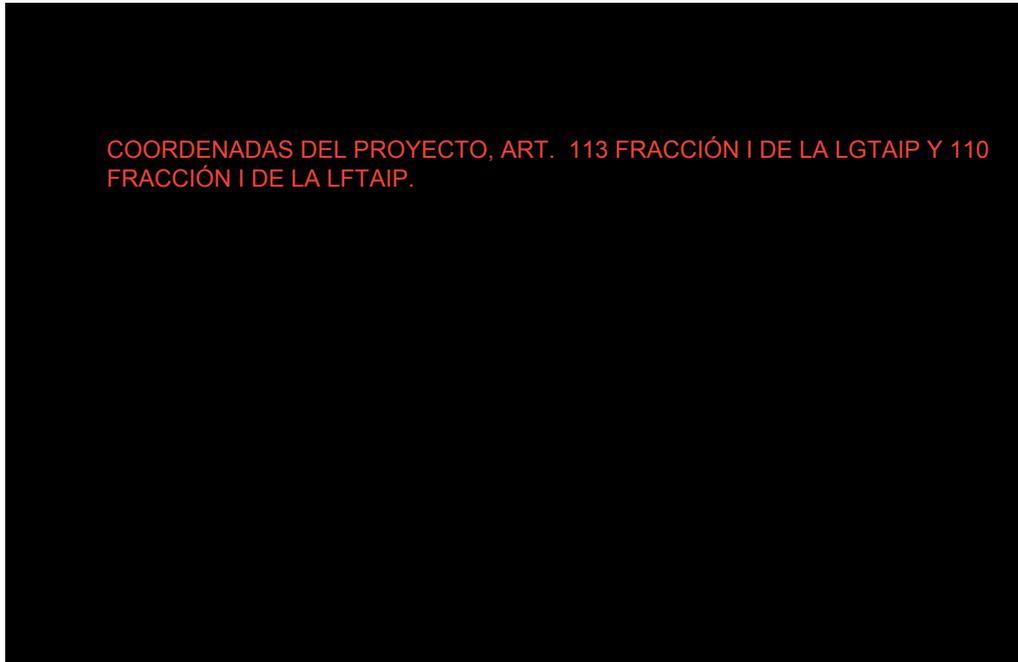
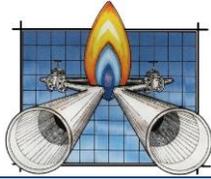


Figura 18 Región Hidrológica en la que incide el SAR del proyecto.

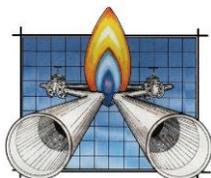


COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 19 Cuenca Hidrológica en la que incide el SAR del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 20 Subcuencas Hidrológicas en las que incide el SAR del proyecto.



B) Escorrentías

A continuación, se indican las características de las escorrentías existentes en el SAR del proyecto, así como en el AiP y el AP.

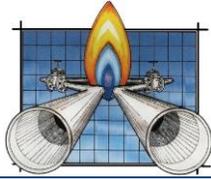
Tabla 13 Características de los escurrimientos en el SAR.

Tipo de Escurrimiento	Orden	Número de Corrientes del Tipo de Orden	Longitud (km)
Intermitente	5	27	25.12
	4	37	28.62
	3	129	111.21
	2	249	212.17
Subtotal		442	377.12
Perenne	5	24	17.58
	4	9	6.09
Subtotal		33	23.67
Total		475	400.79

Tabla 14 Características de los escurrimientos en el AiP.

Tipo de Escurrimiento	Orden	Número de Corrientes del Tipo de Orden	Longitud (km)
Intermitente	4	2	0.62
	3	5	1.38
	2	17	6.72
Subtotal		24	8.72
Perenne	5	2	1.25
Subtotal		2	1.25
Total		26	9.97

Con base a lo indicado en las tablas anteriores y a la **Figura 22**, el Sistema para Distribución de Gas Natural (SDGN) tendrá incidencia con escurrimientos superficies del tipo intermitentes y perennes, sin embargo, éstos no sufrirán ningún tipo de daño o impacto negativo en su integridad física o en la calidad de las aguas que en su momento presenten, toda vez que el cruce de dichos cuerpos de agua, se realizarán mediante perforación direccional, la cual es una técnica que permite la instalación de los gasoductos de manera subterránea sin ocasionar afectaciones a la topografía de los cuerpos de agua ni a la vegetación presente; en este sentido, la instalación y actividades del proyecto no tendrán afectación de manera directa con los escurrimientos superficiales y cuerpos de agua existentes.

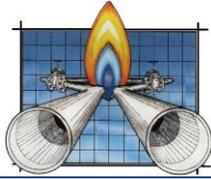


COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 21 Esguerrimientos Superficiales en el SAR del proyecto.

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 22 Esguerrimientos Superficiales en el AiP.



C) Hidrología Subterránea.

De acuerdo con la figura siguiente, el sistema de distribución de gas natural se localiza en los siguientes acuíferos:

- ✓ Presa La Amistad,
- ✓ Palestina.

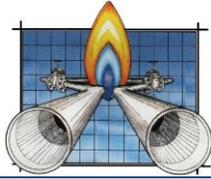
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 23 Acuíferos en los que tiene incidencia el proyecto.

ACUÍFERO PRESA LA AMISTAD.

El acuífero Presa La Amistad, clave 0522, se localiza en la porción norte del Estado de Coahuila de Zaragoza, abarca una superficie de 1 071.6 kilómetros cuadrados; comprende parcialmente los municipios de Acuña y Zaragoza, del Estado de Coahuila de Zaragoza, y corresponde a la Región Hidrológico Administrativa Río Bravo.

Los límites del acuífero Presa La Amistad, clave 0522, están definidos por los vértices de la poligonal simplificada cuyas coordenadas se presentan a continuación y que corresponden a las incluidas en el "ACUERDO por el que se da a conocer la ubicación geográfica de 371 acuíferos del territorio nacional, se actualiza la disponibilidad media anual de agua subterránea de 282 acuíferos, y



se modifica, para su mejor precisión, la descripción geográfica de 202 acuíferos", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2009.

El acuífero Presa La Amistad, clave 0522, se ubica dentro de la Región Hidrológica número 24 Bravo-Conchos, dentro de la cuenca del Río Bravo, que es el río más importante en la superficie del acuífero, ya que éste descarga hacia el Río Bravo, que es la principal corriente superficial en el acuífero, que al norte del acuífero, constituye el límite del acuífero coincidente con el límite internacional entre México y Estados Unidos de América. En el territorio mexicano el Río Bravo tiene una extensión de 3,051 kilómetros, presenta un escurrimiento natural medio de 5,588 millones de metros cúbicos anuales y descarga finalmente en el Golfo de México.

La Presa La Amistad se encuentra en la porción norte del acuífero, sobre el Río Bravo, con una capacidad al Nivel de Aguas Máximas Ordinarias de 4,462 millones de metros cúbicos y sus aguas se aprovechan principalmente para uso agrícola, aunque también para generación de energía eléctrica, abastecimiento público y control de avenidas.

El acuífero Presa La Amistad, clave 0522, está conformado principalmente por rocas calizas y aluviones. Las calizas predominan en la mayor parte del acuífero, forman parte noreste de la Sierra del Burro. Estas

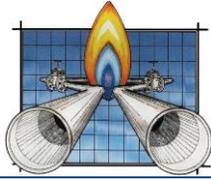
rocas llegan a presentar conductos de disolución y fracturas que permiten la infiltración y circulación de agua en el subsuelo, dando origen a un acuífero. La principal recarga del acuífero, lo constituyen las filtraciones de la Presa Amistad, lo cual se monitorea a través de 33 pozos de monitoreo de la Comisión Internacional de Límites y Aguas, ubicados alrededor de la parte sur de la presa. El agua subterránea infiltrada de la presa fluye subterráneamente hacia el sur de la misma y posteriormente hacia el oriente para descargar al Río Bravo. Existen numerosos manantiales que descargan sus aguas al Río Bravo.

Niveles del agua subterránea

El nivel de saturación del agua subterránea es aquel a partir del cual el agua satura todos los poros y oquedades del subsuelo. Para el año 2013, la profundidad al nivel de saturación, medida desde la superficie del terreno, en el acuífero Presa La Amistad, clave 0522, variaba de 10 a 80 metros; los niveles más someros se encuentran en las cercanías del Río Bravo, mientras que los más profundos se presentan al sur poniente del valle, en las estribaciones de la Sierra del Burro, debido a que el terreno se eleva.

La cota de elevación del nivel de saturación del agua subterránea en el acuífero Presa La Amistad, clave 0522, referido al nivel del mar, para el año 2013, era de 340 metros sobre el nivel del mar, al suroeste y norte, y la elevación del nivel del agua subterránea desciende paulatinamente hacia el oriente, siguiendo la topografía, hasta alcanzar la cota de 270 metros sobre el nivel del mar en las proximidades del Río Bravo, entre Ciudad Acuña y El Mirador. La dirección del flujo subterráneo ocurre principalmente de poniente al oriente, es decir del pie de la Sierra del Burro hacia el Río Bravo, donde existe una salida subterránea hacia el noreste.

La evolución del nivel del agua subterránea en el período de tiempo comprendido del año 2006 al 2013, muestra recuperación del nivel del agua subterránea de 1 a 2 metros, debido a las lluvias



extraordinarias que han ocurrido, especialmente en los últimos dos años en la parte norte del Estado de Coahuila.

Extracción del agua subterránea y su distribución por usos

En el acuífero Presa La Amistad, clave 0522, existen 119 captaciones de agua subterránea; de ellos, 86 captaciones corresponden a pozos y norias que se utilizan tanto en riego como para abrevadero y uso público urbano y 33 captaciones corresponden a pozos de monitoreo de la Comisión Internacional de Límites de Aguas. De los 86 aprovechamientos, 35 se destinan a uso pecuario, 13 corresponden a uso doméstico y 5 se destinan a uso agrícola.

El volumen de extracción de agua subterránea es de 1.5 millones de metros cúbicos anuales.

Calidad del agua subterránea

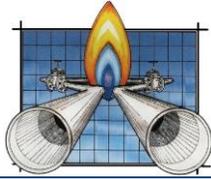
El agua subterránea es del tipo cálcico bicarbonatada, en general con salinidad baja, del orden de 340 miligramos por litro de sólidos totales disueltos; solo en sitios aislados se presentan concentraciones altas del orden de 2,750 miligramos por litro de sólidos totales disueltos, en las que el agua subterránea es del tipo cálcica-sulfatada, debido a la disolución de yeso y anhidrita, presente en los sedimentos a través de los cuales circula el agua subterránea. Salvo dichas excepciones, la salinidad y las concentraciones de los distintos iones, no rebasan los límites máximos permisibles para consumo humano, establecidos en la "Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SSA1-1994, Salud ambiental. Agua para uso y consumo humano. Límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre de 2000.

Balance de aguas subterráneas

De acuerdo al balance de aguas subterráneas, la recarga total media anual que recibe el acuífero Presa La Amistad, clave 0522, es de 22.6 millones de metros cúbicos anuales, integrada por entradas por flujo subterráneo, recarga vertical por lluvia y recarga inducida por filtraciones de la Presa La Amistad hacia el acuífero. Las salidas del acuífero están integradas por 19.2 millones de metros cúbicos anuales de descarga natural a manantiales provenientes de filtraciones de la Presa La Amistad, flujo base hacia el Río Bravo y salidas subterráneas hacia el Río Bravo, así como 1.5 millones de metros cúbicos anuales de extracción del acuífero mediante norias y pozos. El cambio de almacenamiento en el acuífero fue positivo con 3.4 millones de metros cúbicos anuales, debido a las precipitaciones extraordinarias que se han presentado en los últimos años.

Disponibilidad

Para el cálculo de la disponibilidad de aguas subterráneas, se aplica el procedimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-011-CONAGUA-2015, Conservación del recurso agua-que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales; en su fracción relativa a las aguas subterráneas, menciona que la disponibilidad se determina por medio de la expresión siguiente:



$$\text{DISPONIBILIDAD MEDIA ANUAL DE AGUA DEL SUBSUELO EN UN ACUÍFERO} = \text{RECARGA TOTAL MEDIA ANUAL} - \text{DESCARGA NATURAL COMPROMETIDA} - \text{EXTRACCIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS}$$

Donde:

- DMA = Disponibilidad media anual de agua del subsuelo en un acuífero
R = Recarga total media anual
DNC = Descarga natural comprometida
VEAS = Volumen de extracción de aguas subterráneas

La disponibilidad media anual en el acuífero Presa La Amistad, clave 0522, se determinó considerando una recarga media anual de 22.6 millones de metros cúbicos anuales; una descarga natural comprometida de 10.8 millones de metros cúbicos anuales, y el volumen de agua subterráneo concesionado e inscrito en el Registro Público de Derechos de Agua al 20 de diciembre del 2013 de 1.461060 millones de metros cúbicos anuales, resultando una disponibilidad media anual de agua subterránea de 10.338940 millones de metros cúbicos anuales.

ACTUALIZACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD MEDIA ANUAL DE AGUA EN EL ACUÍFERO PRESA LA AMISTAD (0522), JUNIO 2015

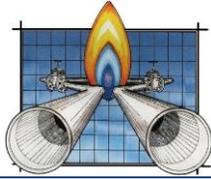
ACUÍFERO PALESTINA.

El acuífero Palestina, clave 0513, se localiza en la porción noreste del Estado de Coahuila de Zaragoza, abarca una superficie de 3,500.3 kilómetros cuadrados; comprende parcialmente a los municipios de Zaragoza, Jiménez y Acuña del Estado de Coahuila de Zaragoza, y administrativamente corresponde a la Región Hidrológico Administrativa Río Bravo.

Los límites del acuífero Palestina, clave 0513, están definidos por los vértices de la poligonal simplificada cuyas coordenadas se presentan a continuación y que corresponden a las incluidas en el "ACUERDO por el que se da a conocer la ubicación geográfica de 371 acuíferos del territorio nacional, se actualiza la disponibilidad media anual de agua subterránea de 282 acuíferos, y se modifica, para su mejor precisión, la descripción geográfica de 202 acuíferos", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2009.

El acuífero Palestina, clave 0513, se ubica dentro de la Región Hidrológica 24 Río Bravo y pertenece a la cuenca de la Presa Falcón-Río Salado, en la subcuenca "c" que drena o descarga hacia el Río Bravo que limita al acuífero en su parte oriental. Dentro de este acuífero se encuentra la zona de manantiales conocida como Cabeceras, donde aflora un volumen de 81.1 millones de metros cúbicos anuales, que confluyen en la Presa Derivadora Cabeceras, que son aprovechados para el uso agrícola del Distrito de Riego de Palestina.

En el acuífero Palestina, clave 0513, el subsuelo está formado principalmente por rocas calizas que predominan aflorando al poniente del acuífero donde forman parte de la Sierra del Burro. Estas rocas llegan a presentar conductos de disolución y fracturas que permiten la infiltración y circulación de agua en el subsuelo, dando origen a un acuífero de alta permeabilidad. El agua subterránea circula del poniente al oriente y aflora principalmente en el manantial Cabeceras. Otra parte del agua



subterránea circula para descargar al Río Bravo. Las lutitas junto con los aluviones presentan menor permeabilidad y dan origen a un acuífero de rendimiento reducido.

Niveles del agua subterránea

El nivel de saturación del agua subterránea es aquel a partir del cual el agua satura todos los poros y oquedades del subsuelo. Para el año 2013, la profundidad al nivel de saturación, medida desde la superficie del terreno, variaba de 10 a 70 metros; en la mayor parte del acuífero la profundidad del agua subterránea se encuentra a menos de 20 metros, encontrándose los niveles más someros en el extremo oriente del mismo, hacia el Río Bravo; al sur de Ciudad Acuña el nivel piezométrico se encuentra entre 10 y 30 metros de profundidad, hacia el poniente se profundiza de 40 a 70 metros, debido a que el terreno se eleva; los niveles más profundos se encuentran hacia la sierra al oeste, donde alcanzan profundidades de 70 metros.

La cota de elevación del nivel de saturación del agua subterránea, referido al nivel del mar, para el año 2013, era de 420 metros sobre el nivel del mar, en el oeste del valle, a la altura de Santa Eulalia y la elevación del nivel del agua subterránea desciende paulatinamente hacia el oriente, siguiendo la topografía, hasta alcanzar la cota de 250 metros sobre el nivel del mar en las proximidades del Río Bravo. La dirección del flujo subterráneo ocurre de poniente a oriente, es decir, del pie de la Sierra del Burro hacia el Río Bravo, donde descarga.

La evolución del nivel del agua subterránea en el período de tiempo comprendido del año 2006 al 2013, muestra recuperación del nivel, debido a las lluvias extraordinarias que han ocurrido especialmente en los últimos dos años en la parte norte del Estado de Coahuila de Zaragoza.

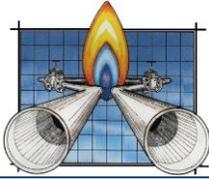
Extracción del agua subterránea y su distribución por usos

En el acuífero Palestina, clave 0513, en el año 2013, existían 190 captaciones de agua subterránea; de ellas, 154 son pozos, 32 norias y 4 manantiales. Del total de captaciones de agua subterránea, 156 se encuentran activas, de las cuales 7 se destinan a uso agrícola, 111 a uso pecuario y 38 a uso público urbano, la mayoría de los pozos rinden caudales de 1 litro por segundo.

El volumen total de extracción de agua subterránea es de 2.1 millones de metros cúbicos anuales. El principal uso del agua subterránea es el agrícola.

Calidad del agua subterránea

El agua subterránea es del tipo cálcico bicarbonatada, con salinidad baja que va de concentración es de 300 a 600 miligramos por litro de sólidos totales disueltos, aunque existen sitios aislados que presentan hasta 2,300 miligramos por litro, en los que el agua subterránea es del tipo sulfatada, debido a la disolución de yesos y anhidritas. Salvo dichas excepciones, la salinidad y las concentraciones de los distintos iones, no rebasan los límites máximos permisibles para consumo humano, establecidos en la Modificación a la Norma Oficial Mexicana "NOM-127-SSA1-1994, Salud ambiental. Agua para uso y consumo humano. Límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre de 2000.



Balance de aguas subterráneas

De acuerdo al balance de aguas subterráneas la recarga total media anual que recibe el acuífero Palestina, clave 0513, es de 10.3 millones de metros cúbicos anuales. La descarga del acuífero mediante la extracción de agua subterránea es de 2.1 millones de metros cúbicos anuales, mientras que la descarga natural hacia el Río Bravo, ya sea como salida subterránea o caudal base se estima en 6.8 millones de metros cúbicos anuales. El cambio de almacenamiento en el acuífero en los últimos años ha sido positivo con 1.4 millones de metros cúbicos anuales por las precipitaciones extraordinarias que han ocurrido.

Disponibilidad

Para el cálculo de la disponibilidad de aguas subterráneas, se aplica el procedimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-011-CONAGUA-2015, Conservación del recurso agua-que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales; en su fracción relativa a las aguas subterráneas, menciona que la disponibilidad se determina por medio de la expresión siguiente:

$$\begin{array}{r} \text{DISPONIBILIDAD MEDIA} \\ \text{ANUAL DE AGUA DEL} \\ \text{SUBSUELO EN UN} \\ \text{ACUÍFERO} \end{array} = \begin{array}{r} \text{RECARGA} \\ \text{TOTAL} \\ \text{MEDIA} \\ \text{ANUAL} \end{array} - \begin{array}{r} \text{DESCARGA} \\ \text{NATURAL} \\ \text{COMPROMETIDA} \end{array} - \begin{array}{r} \text{EXTRACCIÓN DE AGUAS} \\ \text{SUBTERRÁNEAS} \end{array}$$

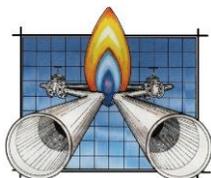
Donde:

- DMA = Disponibilidad media anual de agua del subsuelo en un acuífero
- R = Recarga total media anual
- DNC = Descarga natural comprometida
- VEAS = Volumen de extracción de aguas subterráneas

La disponibilidad media anual en el acuífero Palestina, clave 0513, se determinó considerando una recarga media anual de 10.3 millones de metros cúbicos anuales; una descarga natural comprometida nula; el volumen de agua subterráneo concesionado e inscrito en el Registro Público de Derechos de Agua al 30 de junio de 2014, de 2.103958 millones de metros cúbicos anuales, resultando una disponibilidad media anual de agua subterránea de 8.196042 millones de metros cúbicos anuales.

ACTUALIZACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD MEDIA ANUAL DE AGUA EN EL ACUÍFERO PALESTINA (0513), JULIO 2015

La instalación del Sistema de Distribución de Gas Natural no representa ningún tipo de riesgo de contaminación o modificación física a las aguas subterráneas existentes en el municipio de Acuña.



II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.

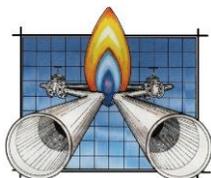
A) Vegetación

USO DE SUELO Y VEGETACIÓN EN EL SAR

De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) en la Carta de Uso de Suelo y Vegetación, Serie VII, los usos de suelo dentro del SAR del proyecto se indican en la siguiente tabla:

Tabla 15 Usos de Suelo en el SAR.

Clave	Descripción	Superficie (Has)	Porcentaje (%)
MET	Matorral Espinoso Tamaulipeco	35 821.01	48.00
VSa/MET	Vegetación Secundaria Arbustiva de Matorral Espinoso Tamaulipeco	23 401.59	31.35
RA	Agricultura de Riego Anual	6 866.76	9.20
AH	Asentamientos Humanos	4 810.70	6.45
MKX	Mezquital Xerófilo	823.25	1.10
H2O	Cuerpo de Agua	796.51	1.07
BG	Bosque de Galería	512.46	0.69
PI	Pastizal Inducido	478.64	0.64
MDR	Matorral Desértico Rosetófilo	315.68	0.42
TAP	Agricultura de Temporal Anual y Permanente	310.61	0.42
DV	Sin Vegetación Aparente	180.12	0.24
PC	Pastizal Cultivado	154.49	0.21
RP	Agricultura de Riego Permanente	122.54	0.16
PH	Pastizal Halófilo	16.60	0.02
VH	Vegetación Halófila Xerófila	23.65	0.03
	Total:	74 634.63	100%



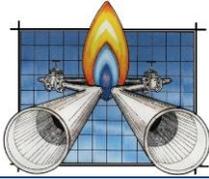
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 24 Uso de Suelo y Vegetación en el SAR del proyecto.

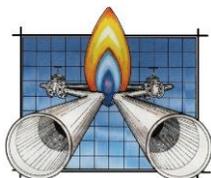
A continuación, se incluyen los listados obtenidos en dichos muestreos.

Tabla 16 Listado General de la flora registrada en los muestreos del SAR.

Familia	Nombre Científico	Nombre Común	NOM-059-SEMARNAT-2010	Lista Roja UICN	Estrato
<i>Fabaceae</i>	<i>Acacia berlandieri</i>	Espino	No incluida	Preocupación Menor	Arbustivo
<i>Rosaceae</i>	<i>Adenostoma fasciculatum</i>	Chamizo	No incluida	No incluida	Arbustivo
<i>Asparagaceae</i>	<i>Agave lechuguilla Torr</i>	Lechuguilla	No incluida	No incluida	Cactácea
<i>Asteraceae</i>	<i>Artemisia dracuncululus</i>	Dragoncillo	No incluida	No incluida	Herbácea
<i>Gramineae</i>	<i>Arundo donax</i>	Carrizo	No incluida	Preocupación menor	Herbácea
<i>Bignoniaceae</i>	<i>Berberis trifoliata</i>	Palo Amarillo	No incluida	No incluida	Arbustivo
<i>Fabaceae</i>	<i>Calliandra eriophylla</i>	Gatillo	No incluida	No incluida	Arbustivo
<i>Cannabaceae</i>	<i>Celtis ehrenbergiana</i>	Almez espinoso	No incluida	Menor preocupación	Arbustivo
<i>Cannabaceae</i>	<i>Celtis laevigata</i>	Almez	No incluida	Preocupación menor	Arbóreo
<i>Cannabaceae</i>	<i>Celtis occidentalis</i>	Palo blanco	No incluida	Preocupación menor	Arbóreo
<i>Araceae</i>	<i>Colocasia esculenta</i>	Orejas de	No incluida	Preocupación	Herbácea



Familia	Nombre Científico	Nombre Común	NOM-059-SEMARNAT-2010	Lista Roja UICN	Estrato
		elefante		menor	
Cactaceae	<i>Coryphantha sulcata</i>	Biznaga partida	No incluida	Preocupación Menor	Cactácea
Cactaceae	<i>Cylindropuntia leptocaulis</i>	Tazajillo	No incluida	Preocupación Menor	Cactácea
Asparagaceae	<i>Dasyllirion texanum</i>	Sotol Texano	No incluida	No incluida	Arbustivo
Ebenaceae	<i>Diospyros texana</i>	Chapote	No incluida	Preocupación menor	Arbustivo
Crassulaceae	<i>Dudleya edulis</i>	Dedos de dama	No incluida	No incluida	Herbáceo
Cactaceae	<i>Echinocereus coccineus</i>	Alicoche Norteño	No incluida	Preocupación Menor	Cactácea
Ehretiaceae	<i>Ehretia anacua</i>	Capulín	No incluida	Menor preocupación	Arbóreo
Ephedraceae	<i>Ephedra nevadensis</i>	te del decierto	No incluida	Menor preocupación	Arbustivo
Cactaceae	<i>Ferocactus Humatacanthus</i>	Biznaga Barril	No incluida	No incluida	Cactácea
Zygophyllaceae	<i>Guaiacum angustifolium</i>	Guayacan	No incluida	No incluida	Arbustivo
Cactaceae	<i>Homalocephala texensis</i>	Biznaga Tonel	No incluida	No incluida	Cactácea
Fabaceae	<i>Indigofera lindheimeriana</i>	Indigofera	No incluida	No incluida	Herbáceo
Zygophyllaceae	<i>Larrea Tridentata</i>	Gobernadora	No incluida	No incluida	Arbustivo
Scrophulariaceae	<i>Leucophyllum frutescens</i>	Cenizo	No incluida	No incluida	Arbustivo
Moraceae	<i>Morus alba</i>	Morera	No incluida	No incluida	Arbóreo
Solanaceae	<i>Nicotiana glauca</i>	Tabachin	No incluida	No incluida	Arbustivo
Cactaceae	<i>Opuntia Atrispina</i>	Nopal calvo	No incluida	Preocupación Menor	Cactácea
Cactaceae	<i>Opuntia engelmannii</i>	Nopal cuijo	No incluida	Preocupación Menor	Cactácea
Fabaceae	<i>Parkinsonia Aculeata</i>	Palo Verde	No incluida	Menor preocupación	Arbóreo
Poaceae	<i>Phalaris arundinacea</i>	Alpiste cinta	No incluida	Preocupación menor	Herbácea
Rosaceae	<i>Pronus Fasciculata</i>	Almendro	No incluida	No incluida	Arbustivo
Fabaceae	<i>Prosopis Glandulosa</i>	Mezquite dulce	No incluida	Preocupación menor	Arbóreo
Fabaceae	<i>Quercus arizonica</i>	Encinillo	No incluida	Menor preocupación	Arbóreo
Rhamnaceae	<i>Sarcomphalus obtusifolius</i>	Garrapatilla	No incluida	Preocupación Menor	Arbustivo
Fabaceae	<i>Senegalia greggii</i>	Gatuño	No incluida	No incluida	Arbóreo
Fabaceae	<i>Sesbanea Herbacea</i>	Cañamo de río	No incluida	No incluida	Arbustivo
Poaceae	<i>Setaria leucopila</i>	Zacate	No incluida	No incluida	Herbáceo
Tamaricaceae	<i>Tamarix aphylla</i>	Taraje	No incluida	Menor preocupación	Arbóreo
Typhaceae	<i>Typha domingensis</i>	Espadaña (tule)	No incluida	Preocupación menor	Herbácea
Fabaceae	<i>Vachellia Fornesiana</i>	Aromo	No incluida	No incluida	Arbóreo
Fabaceae	<i>Vachellia rigidula</i>	Chaparro Prieto	No incluida	Preocupación Menor	Arbustivo



Familia	Nombre Científico	Nombre Común	NOM-059-SEMARNAT-2010	Lista Roja UICN	Estrato
Asparagaceae	<i>Yucca faxoniana</i>	Palma china	No incluida	Preocupación Menor	Arbustivo
Asparagaceae	<i>Yucca schidigera</i>	Yuca de mojave	No incluida	Menor preocupación	Arbóreo

B) Fauna

Ecosistemas.

La importancia de los ecosistemas radica en la compleja dinámica que sus comunidades vegetales, animales, de microorganismos y su entorno abiótico, que le hace funcionar como una unidad funcional. Por tal razón, es importante identificar y describir de manera concreta los procesos y las funciones de estos, particularizando el análisis de aquellos procesos o de aquellas funciones que, potencialmente, pudieran ser afectadas por el proyecto.

❖ Biodiversidad de Matorrales.

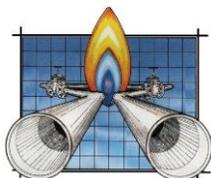
Los Matorrales Comunidades vegetales dominadas por arbustos de altura inferior a 4 m. Son propias de climas secos con lluvias escasas y zonas frágiles que favorecen la desertificación. En realidad, son el grupo más diverso de comunidades vegetales. La composición de especies cambia con la región. Existen variantes de matorrales dependiendo del grupo de especies más abundante. En algunos predominan plantas suculentas y con hojas gruesas, en otros las plantas tienen hojas muy pequeñas o las pierden, o tienen espinas, lo cual les da aspecto diferente, por ejemplo, los matorrales de Tamaulipas tienen aspecto diferente a los de Coahuila y a su vez a los de Baja California y así sucesivamente.

Cubren el 29.7% del país (576 747 km²), desde el nivel del mar hasta 3 000 msnm pero generalmente por debajo de esta altitud. Habitan principalmente en el norte del país, desde Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Chihuahua, Durango, Zacatecas, y en parte en los estados de San Luis Potosí, Durango y Guanajuato. Hacia el Norte también en Chihuahua, Sonora y Baja California. Parte de los estados de Puebla y Oaxaca en el Valle de Tehuacán Cuicatlán también albergan matorrales.

• Fauna.

En los matorrales habitan gran cantidad de mamíferos, algunos de los más vistosos son berrendo (*Antilocapra americana*), borrego cimarrón (*Ovis canadensis*), coyote (*Canis latrans*), gato montés (*Lynx rufus*), liebre cola negra (*Lepus californicus*), mapache (*Procyon lotor*), pecarí de collar (*Pecari tajacu*), puma (*Puma concolor*), tejón (*Taxidea taxus*), tigrillo (*Leopardus wiedii*), venado bura (*Odocoileus hemionus*), zorrilla norteña (*Vulpes macrotis*) y varios murciélagos.

Aves sobresalientes que viven en matorrales guacamaya (*Ara militaris*), búho cornudo (*Bubo virginianus*), aguililla cola roja (*Buteo jamaicensis*), el halcón mexicano (*Falco mexicanus*), el gavilán palomero (*Accipiter cooperi*), el caracara quebrantahuesos (*Caracara cheriway*), la lechuza llanera (*Athene cunicularia*) y el águila real (*Aquila chrysaetos*) además el pájaro carpintero (*Melanerpes uropygialis*), el correcaminos (*Geococcyx velox*) y otras aves. Entre los reptiles



que habitan en matorrales están: coralillo (*Micrurus pachecogili*), culebra (*Thamnophis cyrtopsis*), lagartijas (*Aspidoscelis parvisocia*, *Xenosaurus rectocollaris*), lagartija de las dunas (*Uma paraphygas*), tortuga del Bolsón (*Gopherus flavomarginatus*), víboras o serpientes de cascabel (*Crotalus atrox*, *C. lepidus*, *C. molossus* y *C. scutellatus*) varios en peligro de extinción.

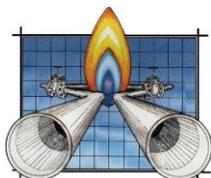
Fuente: Biodiversidad mexicana.
Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad.

LISTADOS DE FAUNA EN EL SAR.

El listado de especies de Fauna obtenido como resultado de los Monitoreos realizados en los Transectos definidos dentro del SAR, se indica a continuación:

Tabla 17 Listado de Fauna obtenido en los Monitoreos realizados dentro del SAR.

Grupo	Nombre Científico	Nombre Común	Avistamientos	NOM-059-SEMARNAT-2010	CITES
Aves	<i>Anas platyrhynchos</i>	Ánade azulón	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Anthus cervinus</i>	Bisbita gorjirrojo	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Anthus rufulus</i>	Bisbita oriental	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Ardea alba</i>	Garceta grande	Visual	No listada	No incluida
Aves	<i>Cardinalis cardinalis</i>	Cardenal nortero	Visual/Auditivo	Pr (Protección)	No listada
Aves	<i>Catherpes mexicanus</i>	Cucarachero barranquero	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Columba livia</i>	Paloma bravía	Visual/Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Coragyps atratus</i>	Zopilote	Visual	No listada	No incluida
Aves	<i>Corvus brachyrhynchos</i>	Cuervo americano	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Corvus ossifragus</i>	Cuervo pescador	Visual/Auditivo	No listada	No incluida
Aves	<i>Donacobius atricapilla</i>	Angú	Auditivo	No listada	No incluida
Aves	<i>Empidonax alnorum</i>	Mosquero alisero	Visual/Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Eremophila alpestris</i>	Alondra cornuda	Auditivo	No listada	No incluida
Aves	<i>Eudocimus albus</i>	Corocoro blanco	Visual/Auditivo	No listada	No incluida
Aves	<i>Gavia immer</i>	Colimbo grande	Visual	No listada	No incluida
Aves	<i>Loxia curvirostra</i>	Piquituerto común	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Loxia leucoptera</i>	Piquituerto aliblanco	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Megascops kennicottii</i>	Autillo Californiano	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Oporonis agilis</i>	Reinita de Connecticut	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Pipilo maculatus</i>	Toquí moteado	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Psilorhinus morio</i>	Chara papán	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Pycnonotus cafer</i>	Bulbul cafer	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Quiscalus mexicanus</i>	Zanate mexicano	Visual/Auditivo	No incluida	No listada



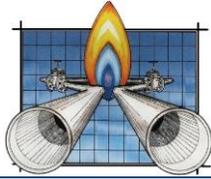
Grupo	Nombre Científico	Nombre Común	Avistamientos	NOM-059-SEMARNAT-2010	CITES
Aves	<i>Setophaga citrina</i>	Reinita encapuchada	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Sicalis luteola</i>	Chirigüe sabanero	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Spinus tristis</i>	Jilguero yanqui	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Sylviorthorhynchus desmuri</i>	Tijeral colilargo	Auditivo	No incluida	No listada
Aves	<i>Vanellus chilensis</i>	Avefría tero	Auditivo	No incluida	No listada
Mamíferos	<i>Canis latrans</i>	Coyote	Excretas	No incluida	No listada
Mamíferos	<i>Ictidomys parvidens</i>	Ardilla de tierra	Visual	No incluida	No listada
Mamíferos	<i>Lepus californicus</i>	Liebre	Visual	Pr (Protección)	No listada
Mamíferos	<i>Neotoma leucodon</i>	Rata Magueyera	Visual	No incluida	No listada
Mamíferos	<i>Odocoileus virginianus</i>	Venado cola blanca	Lugareños	No listada	Apéndice III
Mamíferos	<i>Pecari tajacu</i>	Pecarí de collar	Lugareños	No listada	Apéndice II
Mamíferos	<i>Sciurus niger</i>	Ardilla zorro	Visual	No incluida	No listada
Mamíferos	<i>Urocyon cinereoargenteus</i>	Zorra Gris	Excretas	No incluida	No listada
Reptiles	<i>Aspidoscelis gularis</i>	Huico texano	Visual	No incluida	No listada
Reptiles	<i>Crotalus ornatus</i>	Cascabel cola negra	Lugareños	No incluida	No listada

De acuerdo con lo que se muestra en la tabla anterior, se obtuvieron registros de **28 especies de Aves, 8 especies de mamíferos y 2 especies de Reptiles.**

II.2.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).

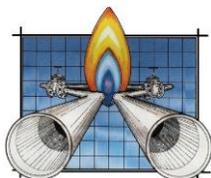
De acuerdo con la consulta de información realizada en las diferentes fuentes bibliográficas digitales e impresas, se constató que tanto el Sistema de Distribución de Gas Natural como el SAR, no tienen incidencia con ningún tipo de Área Natural Protegida (ANP). (Ver Figura 25).

Fuente: (CONANP, 2016)



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 25 ANP Federales, Estatales y Municipales.

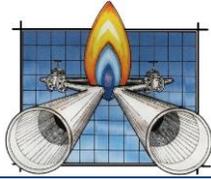


Índice

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 de Riesgo y Operabilidad (HAZOP)	19
III.2.3 Análisis Qué Pasa sí...??	24
III.2.4 Jerarquización de Riesgos.	26
III.2.5 Escenarios de Riesgo Identificados.	32

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 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.	21
Tabla 4 Nodos Seleccionados.	21
Tabla 5 Consecuencias (en forma descriptiva).	22
Tabla 6 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.	23
Tabla 7 Matriz de riesgos.	23
Tabla 8 Definiciones de las diferentes regiones de riesgo.	24
Tabla 9 Sistema Seleccionado	25
Tabla 10 Tabla de Consecuencias.	26
Tabla 11 Tabla de Frecuencias.	27
Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).	28
Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/producción (Pr).	28
Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).	29
Tabla 15 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal (Pe)	29
Tabla 16 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).	30
Tabla 17 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).	31
Tabla 18 Escenarios de Riesgo Identificados en el HAZOP por receptor de riesgo.	32



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:

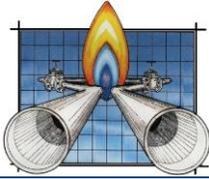
- ✓ La evaluación de incidentes y accidentes ocurridos en las instalaciones afines (considerando instalaciones, sustancias involucradas, evento o causa del accidente, nivel de afectación y acciones realizadas).
- ✓ Identificación preliminar del riesgo mediante la aplicación de listas de verificación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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

mejoramiento durante los procesos de construcción e inspección en sistemas de tuberías. Ver Figuras 1 y 2.

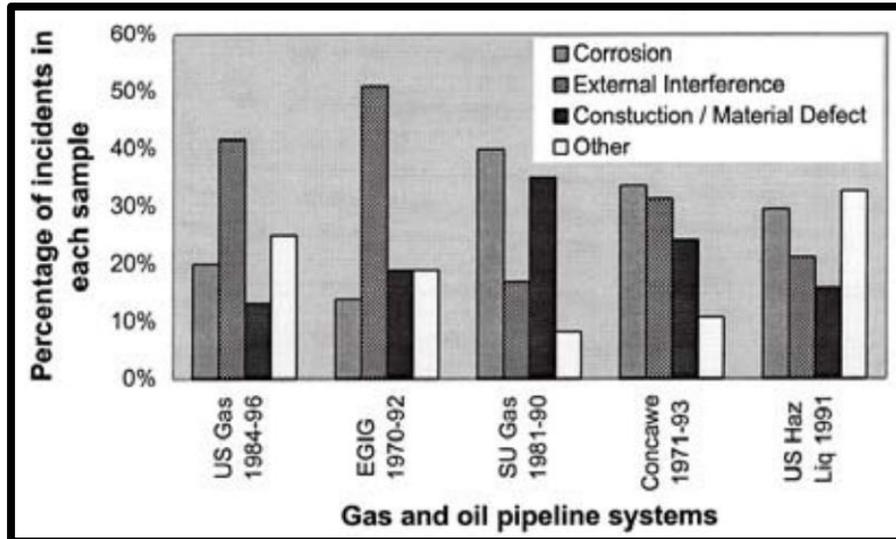


Figura 1 Causas de falla más comunes a nivel mundial

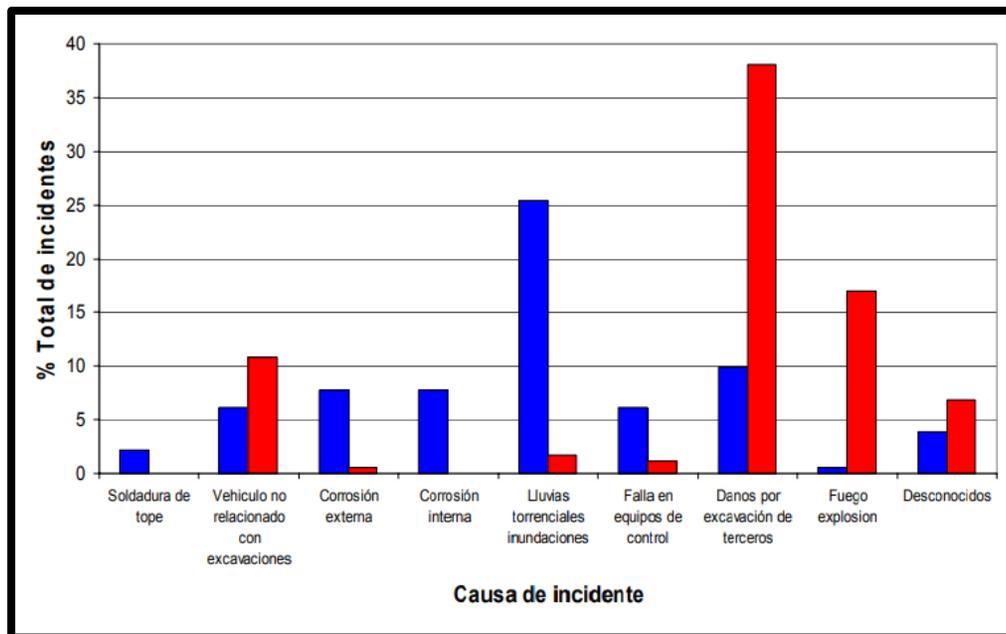
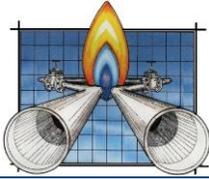


Figura 2 Causas de falla más comunes en gasoductos en Estados Unidos (2005).

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



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

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

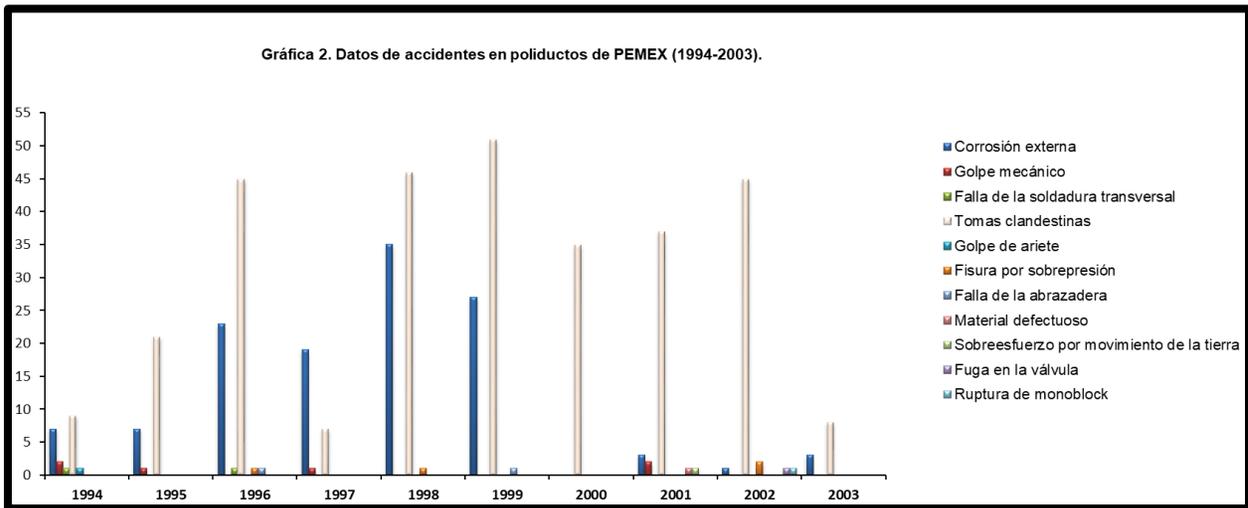


Figura 3 Datos de accidentes en poliductos de PEMEX (1994-2003).

Fuente: Anuario Estadístico de PEMEX, 2005.

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

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

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

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

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

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

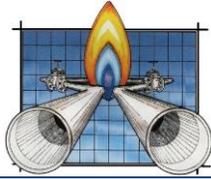


Foto 1. Daños generados por la explosión.

2- Reportan explosión de ducto de Gas Natural en Celaya

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

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

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

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

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

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

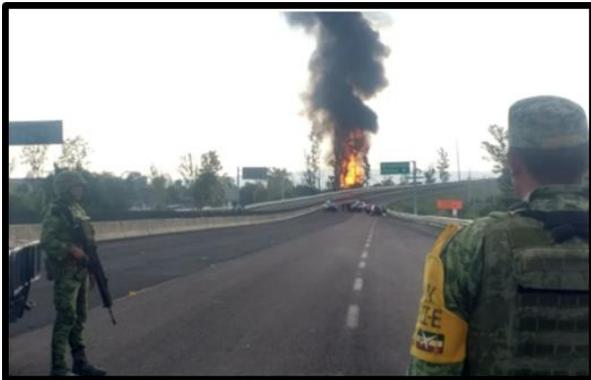
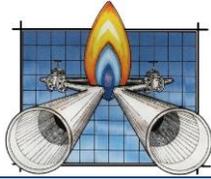


Foto 2. Explosión del ducto.



Foto 3. Escuela Primaria evacuada.

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

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

Por segunda ocasión en menos de un mes trabajadores de obras que se encontraban re encarpitando 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.

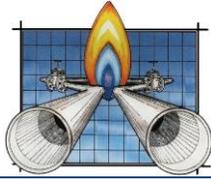
Bomberos, personal de gas natural y de Protección Civil, trabajaron por varios minutos para controlar la fuga, lo que provocó que los trabajadores de las obras fueran retirados del lugar y la gente que se encontraba en el patio de urgencias fuera ingresada al hospital como medida precautoria y el fuerte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

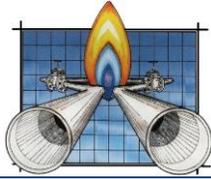
No se reportaron daños humanos y las personas evacuadas regresaron inmediatamente a sus viviendas. “La situación retorna a la normalidad”, publicó el municipio en redes sociales.

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 “Aguiles Serdán”, en la localidad La Venta, municipio de Huimanguillo, Tabasco, con saldo de tres heridos, reportaron Pemex y autoridades locales.

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

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

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

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

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

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

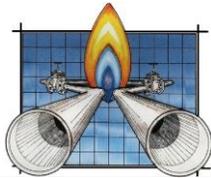
Por separado, autoridades locales de Huimanguillo informaron que los heridos fueron trasladados por una ambulancia de servicios comunitarios a una clínica de dicho municipio colindante con Veracruz.

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



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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

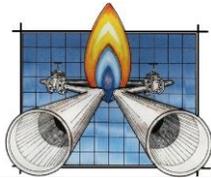
El funcionario precisó que a poco más de 24 horas del incidente, el riesgo comenzó a ceder, ya que la presión de salida de gas bajó de 36 kg/cm² a 10 kg/cm², mientras que el tamaño de la flama pasó de 30 metros de altura a 4 m.

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

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

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

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



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



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

Fuente: CNN México. 19 de octubre del 2012

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

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

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

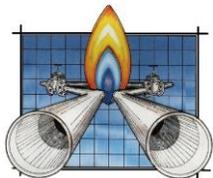
Para evitar riesgos mayores las autoridades cerraron la circulación de la avenida Central frente al centro comercial Las Américas.

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

Fuente: Periódico El Universal, 06 de septiembre del 2011

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

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



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

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

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

Fuente: Periódico 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.

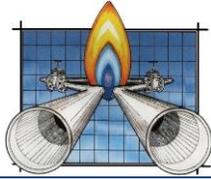
Fuente: Periódico El Universal, 26 de enero del 2011

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.

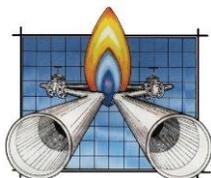
Fueron vecinos y peatones los que reportaron un olor a gas en la zona, por lo que al sitio se movilizaron bomberos y personal de Protección Civil, quienes ubicaron una fisura en un ducto alimentador de gas natural de 4”Φ.

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 Balastrea, donde se presentaron incendios debidos a las fugas,
6. Cruce aéreo Algodonera en el gasoducto de 30”Φ, Minatitlán – México, D.F., poliducto de 12”Φ y Oleoducto de 30”Φ, en los cuales se presentó incendio.

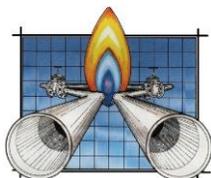
Sin embargo, cabe mencionar que cada una de las situaciones de emergencia fue controlada oportunamente por personal de la paraestatal, además de protección civil estatal y municipal.

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

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

Tabla 1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

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



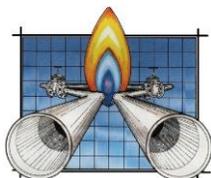
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

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 México	Ducto de 4"	Gas Natural	Fuga	Golpe al ducto por trabajos de re carpetado 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



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

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 o pertinentes
2010	Pachuca, Hidalgo.	Gasoducto de 6" Ø	Gas Natural	Fuga	Perforación del ducto ocasionado por un acto vandálico	N/D	Bloqueo de válvulas de bombeo y disminución de la presión del fluido
2009	Distrito Federal	Gasoducto de 4" Ø	Gas Natural	Fuga	N/D	N/D	N/D
2007	Veracruz	Válvula de Seccionamiento	Gas Natural	Incendio y Explosión	N/D	N/D	N/D
2000	El Paso, New México, USA	Gasoducto	Gas Natural en estado líquido	Incendio y explosión	Fractura en tubería, originada por sobre presión, debido a una reducción severa de espesor de pared de la tubería	Cráter de 16 m en suelo. Muerte de 12 personas	N/D

III.1.2 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.

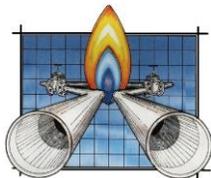
Es sencilla, rápida y fácil de aplicar, no se requiere personal con mucha experiencia.

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”.

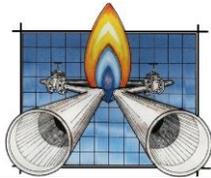


En la siguiente tabla se muestran la distribución de requisitos con los que el sistema cumple y los no aplicables.

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	8	0	5
5.2 Accesorios	5	0	7
5.3 Materiales y Equipos	4	1	0
5.4 Documentación	7	2	0
5.5 Dictamen de Diseño	0	1	0
Totales:	24 (60%)	4 (10%)	12 (30%)

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



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.

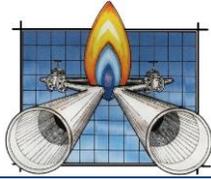
La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo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

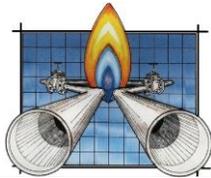
Las técnicas de identificación de riesgos empleadas están en función de la instalación y del tipo de proceso, por lo que el Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR) determinó la aplicación de la metodología HazOp para la evaluación de riesgos en la City Gate y ERMs y aplicar un Análisis ¿Qué pasa si...? (What If) para los gasoductos que conforman 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 la City Gate y ERMs.
- Memoria de Cálculo de los gasoductos que conforman el proyecto.
- Filosofía de Operación de la City Gate y ERMs.
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) de la City Gate y ERMs.



III.2.2 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP)

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

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

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

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

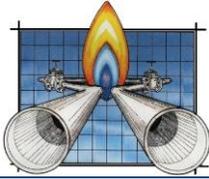
La selección de los participantes mencionados es flexible, y depende del contenido del material a revisar, por ejemplo, si no hay sistemas de control, el técnico de control de proceso no se requiere. Otros recursos tales como un químico, un ingeniero de seguridad del sitio, un mecánico, o algún otro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

El HAZOP fue realizado bajo el siguiente procedimiento:

1. Selección de nodos.

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

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



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

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

La Causa deberá estar en el Nodo en cuestión.

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

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

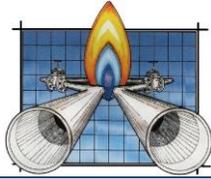


Tabla 3 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.

ID del Plano	Título (DTI)
GNN-ZGUA-Coah-Ac-CG-DTI-23_01	DTI City Gate Acuña
GNN-ZGUA-Coah-Ac-ERM-BP-T1-DTI-23_01	DTI Estación de Regulación y Medición (ERM) Tipo 1
GNN-ZGUA-Coah-Ac-ERM-BP-T2-DTI-23_01	DTI Estación de Regulación y Medición (ERM) Tipo 2
GNN-ZGUA-Coah-Ac-ERM-BP-T3-DTI-23_01	DTI Estación de Regulación y Medición (ERM) Tipo 3
GNN-ZGUA-Coah-Ac-ERM-BP-T4-AM-23_01	DTI Estación de Regulación y Medición (ERM) Tipo 4

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

A. Nodos Seleccionados para el Desarrollo HAZOP.

La delimitación de los nodos de estudio se definió en común acuerdo con los integrantes del GMAR; se decidió dividir el sistema en 6 nodos mismos que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 4 Nodos Seleccionados.

Nodo	Descripción	DTI
1	Sistema de Filtración de la City Gate Acuña	GNN-Coah-Ac-TRAA-CG-DTI-22_01(RC)(22.08.22)
2	Sistema de Regulación y Medición de la City Gate Acuña	
3	Estación de Regulación y Medición Tipo 1	GNN-Coah-Ac-TRAA-ERM-BP-T1-DTI-22_01(RC)(22.08.22)
4	Estación de Regulación y Medición Tipo 2	GNN-Coah-Ac-TRAA-ERM-BP-T2-DTI-22_01(RC)(22.08.22)
5	Estación de Regulación y Medición Tipo 3	GNN-Coah-Ac-TRAA-ERM-BP-T3-DTI-22_01(RC)(22.08.22)
6	Estación de Regulación y Medición Tipo 4	GNN-ZGUA-Coah-Ac-ERM-BP-T4-AM-23_01

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

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

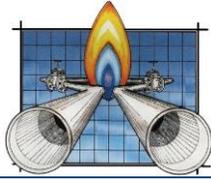


Tabla 5 Consecuencias (en forma descriptiva).

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

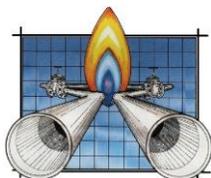
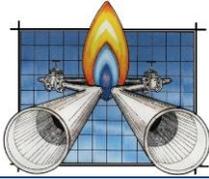


Tabla 6 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.

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

Tabla 7 Matriz de riesgos.

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



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

Tabla 8 Definiciones de las diferentes regiones de riesgo

Región de Riesgo	Descripción
No Tolerable “A”	El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Muy Alto representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Medio o de preferencia a Bajo, en un lapso de tiempo menor a 90 días
ALARP¹ “B”	El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo
Tolerable “C”	El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección

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

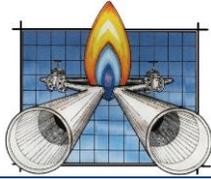
III.2.3 Análisis Qué Pasa sí...??

A. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.

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

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

¹ As Low As Reasonably Practicable, por sus siglas en inglés



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.

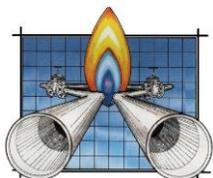
El análisis se realiza considerando que las desviaciones se puedan presentar en cualquiera de los tramos del gasoducto. El equipo evaluador, analizó y concluyó que las variaciones de las condiciones del terreno no ejercían influencia significativamente en los resultados del ¿Qué pasa si...?.

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

Tabla 9 Sistema Seleccionado

Sistema	Descripción	Dibujo de Referencia
1	Gasoductos en Polietileno de Alta Densidad que forman parte del Sistema de Distribución.	GNN-ZGUA-Coah-Ac-ASEA-ArB-23_01

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



III.2.4 Jerarquización de Riesgos.

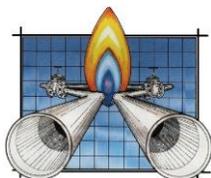
La jerarquización de riesgos se realiza conforme a los criterios establecidos en la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (ARSH), conforme a la designación de las categorías de Frecuencia (probabilidad) y Consecuencias (severidad) de los escenarios de Riesgo identificados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

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

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

Tabla 10 Tabla de Consecuencias.

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



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

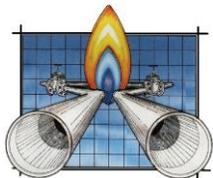
III

Municipio de Acuña, Coah.

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

Tabla 11 Tabla de Frecuencias.

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



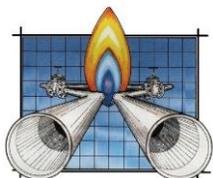
III.2.4.1 Matrices de Riesgo resultantes del HAZOP.

Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).

		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS		C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6							
F5							
F4							
F3							
F2						1.1.3 1.7.2 3.1.3 4.1.3 5.1.3 6.1.3	
F1							

Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/producción (Pr).

		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS		C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6							
F5							
F4							
F3				1.6.2 1.8.1 2.8.1 3.1.1 3.1.2 3.6.1 3.6.2 3.11.1 4.1.1 4.1.2 4.6.1 4.6.2 4.11.1 5.1.1 5.1.2 5.6.1 5.6.2 5.11.1			



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

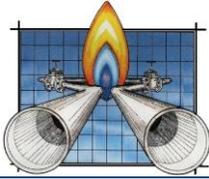
		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
			6.1.1 6.1.2 6.6.1 6.6.2 6.11.1				
F2		1.1.1 1.1.2 1.7.1 2.7.1	1.6.1 1.7.2 1.11.1 2.6.1 2.7.2 2.11.1	1.1.3 3.1.3 4.1.3 5.1.3 6.1.3			
F1							

Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).

		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
F6							
F5							
F4							
F3				1.7.2			
F2				1.1.3 3.1.3 4.1.3 5.1.3 6.1.3			
F1							

Tabla 15 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal (Pe)

		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
F6							
F5							
F4							



FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F3		1.7.2				
F2	1.1.3 3.1.3 4.1.3 5.1.3 6.1.3					
F1						

De los 38 escenarios de riesgo (combinación DESVIACIÓN – CAUSA) evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

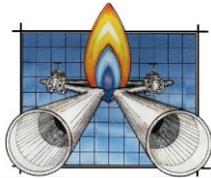
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 38 escenarios (100%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 6 (15.78%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 32 (84.22%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable “C” y ningún escenario en la Zona de Riesgo No Tolerable.

III.2.4.2 Matrices de Riesgo resultantes del What If.

Tabla 16 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).

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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

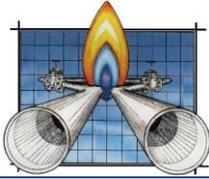
Municipio de Acuña, Coah.

		CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS		C1	C2	C3	C4	C5	C6
				4.2.1			
F1							

Tabla 17 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 11 escenarios de riesgo evaluados mediante What If, 8 (72.72%) recaen en la Zona de Riesgos Tolerables, 3 (27.28%) 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 HAZOP y 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 fórmula simplificada del método William Fine, que se representa de la siguiente manera:

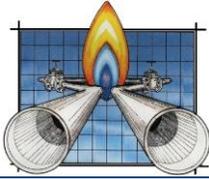
$$MR = F \times C \quad \rightarrow \quad MR = F(C_{MA} + C_{Po})$$

Donde:

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

Tabla 18 Escenarios de Riesgo Identificados en el HAZOP por receptor de riesgo.

Nodo	Desc. Escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
1	1.7.2 Rotura del ducto troncal aguas arriba de la City Gate.	3	5	3	2	4	B	C	C	B	42	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
1	1.9.1 Apertura en falso de la válvula de drenado del Filtro Coalescente.	3	4	3	2	4	B	C	C	B	39	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
2	2.9.1 Apertura indebida de la válvula de drenado del filtro.	3	4	3	2	4	B	C	C	B	39	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural
1	1.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la City Gate.	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
3	3.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	ERM Tipo 1	Gas Natural
4	4.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	ERM Tipo 2	Gas Natural
5	5.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	ERM Tipo 3	Gas Natural
6	6.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	1	4	B	C	C	C	28	ERM Tipo 4	Gas Natural
1	1.6.2 Incremento en la presión entregada por el Sistema de Distribución	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural



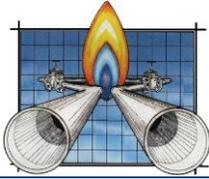
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

Nodo	Desc. Escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
1	1.8.1 Aumento del nivel de condensados en el filtro.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
2	2.8.1 Acumulación de condensados en el filtro coalescente.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural
3	3.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 1	Gas Natural
3	3.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la ERM	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 1	Gas Natural
3	3.6.1 Cierre en falso de la válvula controladora de presión (PCV) a la salida de la ERM.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 1	Gas Natural
3	3.6.2 Más presión proveniente del gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 1	Gas Natural
3	3.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 1	Gas Natural
4	4.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 2	Gas Natural
4	4.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la ERM	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 2	Gas Natural
4	4.6.1 Cierre en falso de la válvula controladora de presión (PCV) a la salida de la ERM.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 2	Gas Natural
4	4.6.2 Más presión proveniente del gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 2	Gas Natural
4	4.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 2	Gas Natural
5	5.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 3	Gas Natural
5	5.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la ERM	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 3	Gas Natural
5	5.6.1 Cierre en falso de la válvula controladora de presión (PCV) a la salida de la ERM.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 3	Gas Natural

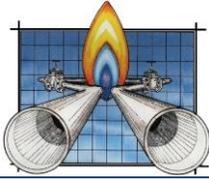


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

III

Municipio de Acuña, Coah.

Nodo	Desc. Escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
5	5.6.2 Más presión proveniente del gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 3	Gas Natural
5	5.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 3	Gas Natural
6	6.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 4	Gas Natural
6	6.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la ERM	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 4	Gas Natural
6	6.6.1 Cierre en falso de la válvula controladora de presión (PCV) a la salida de la ERM.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 4	Gas Natural
6	6.6.2 Más presión proveniente del gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 4	Gas Natural
6	6.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM Tipo 4	Gas Natural
1	1.6.1 Cierre en falso de la válvula de esfera a la salida del filtro.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
1	1.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería	2		3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
2	2.6.1 Cierre de las válvulas XV a la salida del tren de medición.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural
2	2.7.2 Taponamiento en los filtros aguas arriba del patín de medición.	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural
2	2.11.1 Presencia de corrosión en las uniones de los dispositivos de medición y/o control o en el cuerpo de la tubería	2	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural
1	1.1.1 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

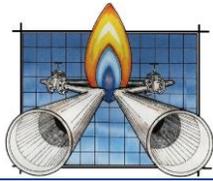
III

Municipio de Acuña, Coah.

Nodo	Desc. Escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
1	1.1.2 Cierre en falso de la Válvula a la entrada de la City Gate.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
1	1.7.1 Descontrol en la operación del gasoducto que alimenta a la City Gate	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sist. Filtración City Gate	Gas Natural
2	2.7.1 Apertura del tren de medición en stand by.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Sist. Regulación y Medición City Gate	Gas Natural

Tabla 19 Escenarios de Riesgo Identificados en el What If, por receptor de riesgo.

Sist	Descripción del escenario	Frec	Consec.		NR		MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Po	MA	Po			
1	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	5	4	2	B	C	30	Tuberías PE	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	5	4	B	C	18	Tuberías PE	Gas Natural
1	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	2	5	4	B	C	18	Tuberías PE	Gas Natural
1	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5	2	C	C	14	Tuberías PE	Gas Natural
1	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4	4	C	C	16	Tuberías PE	Gas Natural
1	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	4	4	C	C	16	Tuberías PE	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4	1	C	C	10	Tuberías PE	Gas Natural
1	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3	1	C	C	8	Tuberías PE	Gas Natural
1	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3	1	C	C	8	Tuberías PE	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3	1	C	C	8	Tuberías PE	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	1	1	C	C	4	Tuberías PE	Gas Natural

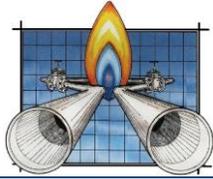


Índice

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.....	12
IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.....	13
IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.....	13
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.....	26

Índice de Tablas

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.....	6
Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.....	7
Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados.....	7
Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.....	10
Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.....	11
Tabla 6 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-01).....	13
Tabla 7 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-02).....	14
Tabla 8 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-03).....	14
Tabla 9 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-04).....	15
Tabla 10 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-05).....	15
Tabla 11 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-06).....	16
Tabla 12 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-07).....	16
Tabla 13 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-08).....	17
Tabla 14 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-09).....	17
Tabla 15 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-10).....	17
Tabla 16 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-11).....	18
Tabla 17 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-12).....	18
Tabla 18 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-13).....	19
Tabla 19 Descripción de Salvaguardas y Recomendaciones por Escenario.....	19
Tabla 20 Descripción General de afectaciones a los receptores de Riesgo.....	25



IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

De los 38 escenarios de riesgo (combinación DESVIACIÓN – CAUSA) evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 38 escenarios (100%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 6 (15.78%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 32 (84.22%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable “C” y ningún escenario en la Zona de Riesgo No Tolerable.

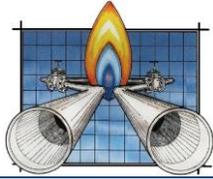
Como resultado de la realización del análisis de riesgo mediante What If, se tiene lo siguiente:

- Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA): 11 escenarios (100%) identificados,
- Receptor de Riesgo Población (Po): 11 escenarios (100%) identificados.

De los 11 escenarios de riesgo evaluados mediante What If, 8 (72.72%) recaen en la Zona de Riesgos Tolerables, 3 (27.28%) en la Zona de ALARP y ningún escenario en la zona de Riesgos No Tolerables.

Por lo anterior, y con apego a lo indicado en el numeral 5.4.2.1 Guía para la elaboración del ARSH no se desarrolla el Análisis Detallado de Frecuencias, ya que ningún escenario se localiza en la zona de **RIESGO NO TOLERABLE** y de los escenarios localizados en la zona de ALARP ninguno es del interés particular del Regulado y el Equipo Evaluador de Riesgo para ser analizado mediante análisis detallado de frecuencias, por lo que se procedió a realizar únicamente el apartado de Análisis de Consecuencias.

Todo lo anterior con apego a la experiencia del GMAR

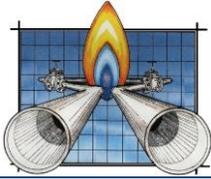


IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.

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.



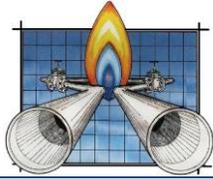
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.

Una vez desarrollado el Análisis Cualitativo de Riesgo donde se determinaron los escenarios de riesgo resultantes del HAZOP y 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 HAZOP y What If, no existe ningún escenario que se localice en la zona de riesgo “No Tolerable”; los escenarios identificados en la Zona de ALARP fueron los seleccionados para el Análisis de 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:

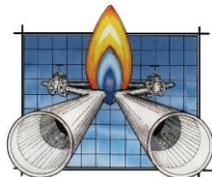
- Se seleccionó la estabilidad F, considerando una temperatura promedio anual de 22°C y una humedad relativa de 30%, la cual es el promedio anual.
- Las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del producto: velocidad del viento de 3 m/s y condición de estabilidad atmosférica de 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/cm ²)	0.5 psi (0.035 kg/cm ²)

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:



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

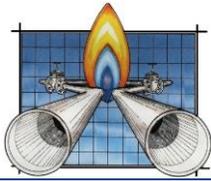
IV

Municipio de Acuña, Coah.

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.

No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Tiempo de fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
1	Esc-Acu-01	Rotura diametral al 100% de la tubería de 8” PE.	B	8”	100 psi	25	Variable	60 seg	25.49	PC
2	Esc-Acu-02	Rotura diametral al 20% de la tubería de 8” PE.	B	1.6”	100 psi	25	Variable	60 seg	01.02	CA
3	Esc-Acu-03	Rotura diametral al 100% de la tubería de 4” PE.	B	4”	100 psi	25	Variable	60 seg	06.37	PC
4	Esc-Acu-04	Rotura diametral al 20% de la tubería de 4” PE.	B	0.8”	100 psi	25	Variable	60 seg	00.25	CA
5	Esc-Acu-05	Rotura diametral al 100% de la tubería de 3” PE.	B	3”	100 psi	25	Variable	60 seg	03.58	PC
6	Esc-Acu-06	Rotura diametral al 20% de la tubería de 3” PE.	B	0.6”	100 psi	25	Variable	60 seg	00.14	CA
7	Esc-Acu-07	Rotura diametral al 100% de la tubería de 2” PE.	B	2”	100 psi	25	Variable	60 seg	01.59	PC
8	Esc-Acu-08	Rotura diametral al 20% de la tubería de 2” PE.	B	0.4”	100 psi	25	Variable	60 seg	00.06	CA
9	Esc-Acu-09	Rotura diametral del 100% en la tubería de 6” AC a la entrada a la CG “Acuña” debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	6”	401 psi	25	8.48 MMSCFD	60 seg	57.73	PC
10	Esc-Acu-10	Rotura diametral del 20% en la tubería de 6” AC a la entrada a la CG “Acuña” debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	1.4”	401 psi	25	8.48 MMSCFD	60 seg	02.31	CA
11	Esc-Acu-11	Rotura diametral al 20% de la tubería de 2” AC a la entrada a la ERM Tipo 1	B	0.4”	100 psi	25	0.025 MMSCFD	60 seg	00.06	CA
12	Esc-Acu-12	Rotura diametral al 20% de la tubería de 2” AC a la entrada a la ERM Tipo 2	B	0.4”	100 psi	25	0.170 MMSCFD	60 seg	00.06	CA
13	Esc-Acu-13	Rotura diametral al 20% de la tubería de 4” AC a la entrada a la ERM Tipo 3	B	0.8”	100 psi	25	0.636 MMSCFD	60 seg	00.26	CA

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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

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.

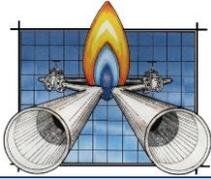
	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 psi a 10 lb/in ²	1.0 psi (0.070 kg/cm ²)	0.5 psi (0.035 kg/cm ²)

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

Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados.

Clave de Escenario	Radiación Térmica (m)				Sobrepresión (m)			
	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA
	(37.5 kW/m ²)	(12.5 kW/m ²)	(5.0 kW/m ²)	(1.4 kW/m ²)	10 psi	3 psi	1 psi	0.5 psi
Esc-Acu-01	23.61	45.19	73.97	139.50	45.43	92.72	211.64	359.76
Esc-Acu-02	05.06	9.81	15.93	29.94	15.54	31.71	72.39	123.05
Esc-Acu-03	12.16	23.41	38.19	71.90	28.62	58.40	133.31	226.61
Esc-Acu-04	03.31	5.08	8.22	15.43	9.72	19.85	45.30	77.01
Esc-Acu-05	09.16	17.82	29.02	54.61	23.62	48.19	110.01	187.00
Esc-Acu-06	02.01	3.86	6.25	11.72	8.02	16.36	37.34	63.47
Esc-Acu-07	07.33	12.12	19.71	37.06	18.02	36.77	83.94	142.68
Esc-Acu-08	01.72	2.63	4.24	7.95	6.04	12.33	28.15	47.86
Esc-Acu-09	33.16	71.54	112.32	207.84	59.66	121.76	277.94	472.45
Esc-Acu-10	08.12	15.38	24.10	44.56	20.41	41.65	95.07	161.60
Esc-Acu-11	01.33	2.63	4.25	7.97	6.04	12.33	28.15	47.86
Esc-Acu-12	01.33	2.63	4.25	7.97	6.04	12.33	28.15	47.86
Esc-Acu-13	03.21	5.09	8.24	15.46	9.85	20.11	45.90	78.02

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.

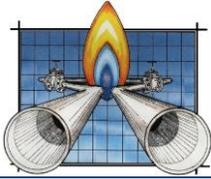
Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

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/m².

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.

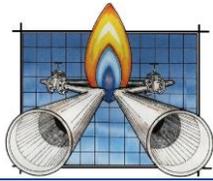
Dispersión. Los modelos de dispersión se aplican a escenarios de liberaciones al aire y se clasifican en términos de la diferencia en densidad entre el material liberado y la atmósfera.

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/m² durante aproximadamente 5 segundos y de 30 kW/m² durante sólo 0.4 segundos antes de que sienta dolor.



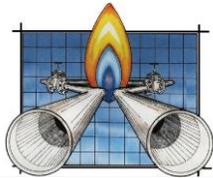
Para evaluar los efectos en un incendio, se tomarán como base los datos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.

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

Formación de ondas de sobrepresión.

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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

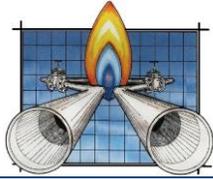
IV

Municipio de Acuña, Coah.

Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.

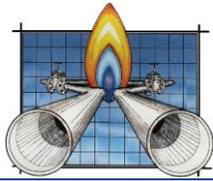
Sobrepresión (psi)	Daño esperado
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que ya se encuentren bajo tensión.
0.04	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al “boom” sónico.
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para fallas en vidrio.
0.30	Cierto daño en techos de casas, 10% de rupturas en vidrios de ventana.
0.40	Daño estructural menor limitado.
0.50 - 1.0	Normalmente ventanas despedazadas, algo de daño en los marcos de estas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.
1.0 – 2.0	Paneles de metal corrugado que fallan y se doblan. Implosión de paneles de madera para construcción.
1.0 – 8.0	Rango de lesiones de leves a serias debido a laceraciones de la piel por pedazos volantes de vidrio y otros misiles.
1.3	Ligera distorsión en marco de metal de edificios recubiertos.
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas.
2.0 – 3.0	Destrucción de muros de concreto no reforzado o de block prequemado.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.4 - 12.2	Rango de 1 a 90% de rotura de tímpanos entre las personas expuestas.
2.5	Destrucción del 50% del enladrillado casero.
3.0	Edificios con estructura de acero distorsionado y arrancado 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 11**.



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.

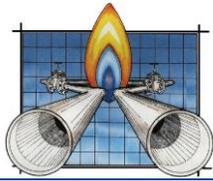
La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la 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 Riesgos (Esc-Acu-01).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-01	Gasoducto 8" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	45.19	Av. Amistad	Contigua
						Estacionamiento Planta PKC Group	45 m
				Alto Riesgo	73.97	Av. Amistad	50 m
						Estacionamiento Planta PKC Group	70 m
						Vegetación Natural	50 m
						Av. Amistad	80 m
			Zona de Amortiguamiento	139.50	Instalaciones Planta PKC Group	110 m	
					Vegetación Natural	123 m	
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	92.72	Av. Amistad	Contigua
						Estacionamiento Planta PKC Group	85 m
						Vegetación Natural	60 m
				Alto Riesgo	211.64	Av. Amistad	100 m
Instalaciones Planta PKC Group	126 m						
Instalaciones Planta Manufacturera	165 m						
Vegetación Natural	158 m						
INFONAVIT Unidad Mexicanidad (Zona	183 m						



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

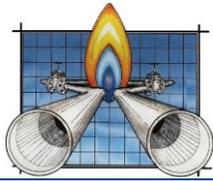
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
						habitacional)	
				Zona de Amortiguamiento	359.76	Av. Amistad	231 m
						INFONAVIT Unidad Mexicanidad (Zona habitacional)	292 m
						Instalaciones Planta PKC Group	230 m
						Vegetación Natural	279 m
						Planta Halyard	341 m

Tabla 7 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-02).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-02	Gasoducto 8" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	9.81	Av. Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	15.93	Av. Amistad	12 m
				Zona de Amortiguamiento	29.94	Av. Amistad	18 m
						Estacionamiento Planta PKC Group	29 m
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	31.71	Av. Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	72.39	Estacionamiento Planta PKC Group	30 m
						Av. Amistad	50 m
						Estacionamiento Planta PKC Group	70 m
						Vegetación Natural	50 m
						Av. Amistad	80 m
Zona de Amortiguamiento	123.05	Instalaciones Planta PKC Group	110 m				
Vegetación Natural			123 m				

Tabla 8 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-03).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-03	Gasoducto 4" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	23.41	Av. Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	38.19	Av. Amistad	25 m
						Vegetación Natural	30 m
				Zona de Amortiguamiento	71.90	Av. Amistad	40 m
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	58.40	Vegetación Natural	55 m
				Alto Riesgo	133.31	Av. Amistad	Contigua
						Vegetación Natural	55 m
						Av. Amistad	60 m
						Vegetación Natural	65 m
						Instalaciones de CATERPILLAR	105 m
Zona de Amortiguamiento	226.61	Av. Amistad	135 m				
Vegetación Natural			150 m				
Instalaciones de CATERPILLAR			200 m				



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Tabla 9 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-04).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-04	Gasoducto 4" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	5.08	Av. Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	8.22	Av. Amistad	Contigua
				Zona de Amortiguamiento	15.43	Av. Amistad	Contigua
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	19.85	Av. Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	45.30	Av. Amistad Vegetación Natural	Contigua 40 m
				Zona de Amortiguamiento	77.01	Av. Amistad	50 m
				Vegetación Natural		65 m	

Tabla 10 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-05).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-05	Gasoducto 3" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	17.82	Carretera Estatal Presa de La Amistad	10 m
				ERM-02		5 m	
				Alto Riesgo	29.02	Carretera Estatal Presa de La Amistad	5 m
						Estacionamiento Planta Current	22 m
				Zona de Amortiguamiento	54.61	Carretera Estatal Presa de La Amistad	32 m
						Estacionamiento Planta Current	40 m
			Estacionamiento Planta AECA			50 m	
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	48.19	Carretera Estatal Presa de La Amistad	10 m
						Estacionamiento Planta Current	40 m
						Estacionamiento Planta AECA	48 m
			Zona de Amortiguamiento	Alto Riesgo	110.01	Carretera Estatal Presa de La Amistad	52 m
						Instalaciones Planta Current	72 m
						Instalaciones Planta AECA	84 m
						Carretera Estatal Presa de La Amistad	115 m
						Instalaciones Planta Current	85 m
Zona de Amortiguamiento	Zona de Amortiguamiento	187.00	Instalaciones Planta AECA	132 m			
			Instalaciones Planta BENDIX 2	175 m			
			Instalaciones Planta Aparatos Eléctricos de Acuña	146 m			

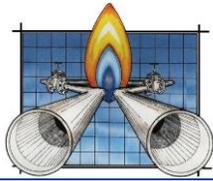
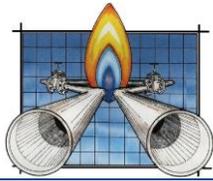


Tabla 11 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-06).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-06	Gasoducto 3" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	3.86	Carretera Estatal Presa de La Amistad	Contigua
				Alto Riesgo	6.25	ERM-02	5 m
				Zona de Amortiguamiento	11.72	Carretera Estatal Presa de La Amistad	5 m
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	16.36	Carretera Estatal Presa de La Amistad	10 m
				Alto Riesgo	37.34	ERM-02	5 m
						Carretera Estatal Presa de La Amistad	18 m
				Zona de Amortiguamiento	63.47	Estacionamiento Planta Current	35 m
						Carretera Estatal Presa de La Amistad	40 m
						Estacionamiento Planta Current	60 m
				Estacionamiento Planta AECA	62 m		

Tabla 12 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-07).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-07	Gasoducto 2" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	12.12	Vialidad del Parque Industrial	Contigua
				Alto Riesgo	19.71	Vialidad del Parque Industrial	51 m
						Parte de la nave Industrial de TOTER	19 m
				Zona de Amortiguamiento	37.06	Vialidad del Parque Industrial	22 m
						Nave Industrial de TOTER	35 m
				Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	36.77	Vialidad del Parque Industrial
			Alto Riesgo		83.94	Nave Industrial de TOTER	35 m
						Vialidad del Parque Industrial	40 m
			Zona de Amortiguamiento		142.68	Nave Industrial de TOTER	75 m
						Estacionamiento Planta ETM Park Ohio	80 m
						Vialidad del Parque Industrial	85 m
			Nave Industrial de TOTER	100 m			
Instalaciones Planta ETM Park Ohio	120 m						
Instalaciones Mex Steel	135 m						



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Tabla 13 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-08).

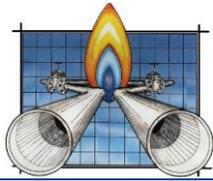
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-08	Gasoducto 2" PE	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	2.63	Vialidad del Parque Industrial	Contigua
				Alto Riesgo	4.24	Vialidad del Parque Industrial	Contigua
				Zona de Amortiguamiento	7.95	Vialidad del Parque Industrial	Contigua
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	12.33	Vialidad del Parque Industrial	Contigua
				Alto Riesgo	28.15	Vialidad del Parque Industrial	15 m
						Parte de la nave Industrial de TOTER	25 m
				Zona de Amortiguamiento	47.86	Vialidad del Parque Industrial	30 m
		Nave Industrial de TOTER	40 m				

Tabla 14 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-09).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-09	City Gate Acuña	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	71.54	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	0 m a 71 m
				Alto Riesgo	112.32	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	72 m a 112 m
				Zona de Amortiguamiento	207.84	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	113 m a 207 m
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	121.76	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	0 m a 121 m
				Alto Riesgo	277.94	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	122 m a 277 m
				Zona de Amortiguamiento	472.45	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	278 m a 472 m

Tabla 15 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-10).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-10	City Gate Acuña	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	15.38	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	0 m a 15 m
				Alto Riesgo	24.10	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaupeco (MET)	16 m a 24 m
				Zona de Amortiguamiento	44.56	Vegetación de Matorral Espinoso	25 m a 44 m



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

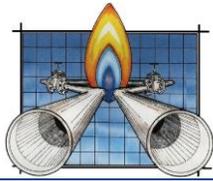
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
						Tamaulipeco (MET)	
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	41.65	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaulipeco (MET)	0 m a 41 m
		Alto Riesgo		95.07	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaulipeco (MET)	42 m a 95 m	
		Zona de Amortiguamiento		161.60	Vegetación de Matorral Espinoso Tamaulipeco (MET)	96 m a 161 m	

Tabla 16 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-11).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones			
Esc-Acu-11	ERM-Tipo 1	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	2.63	Carretera Estatal Presa de La Amistad	Contigua			
				Alto Riesgo	4.25	ERM-02	4.25 m			
				Zona de Amortiguamiento	7.97	Carretera Estatal Presa de La Amistad	4.25 m			
			Explosión no Confinada				Zona de Alto Riesgo en equipos	12.33	ERM-02	5 m
							Alto Riesgo	28.15	Carretera Estatal Presa de La Amistad	7 m
							Zona de Amortiguamiento	47.86	Carretera Estatal Presa de La Amistad	10 m
									ERM-02	5 m
									Carretera Estatal Presa de La Amistad	20 m
									Carretera Estatal Presa de La Amistad	30 m
		Estacionamiento Planta Current	40 m							

Tabla 17 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-12).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones			
Esc-Acu-12	ERM-Tipo 2	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	2.63	Estacionamiento Planta Acutran Snc	Contiguo			
				Alto Riesgo	4.25	Estacionamiento Planta Acutran Snc	Contiguo			
				Zona de Amortiguamiento	7.97	Estacionamiento Planta Acutran Snc	Contiguo			
			Explosión no Confinada				Zona de Alto Riesgo en equipos	12.33	Estacionamiento Planta Acutran Snc	Contiguo
							Alto Riesgo	28.15	Estacionamiento Planta Acutran Snc	Contiguo
							Zona de Amortiguamiento	47.86	Estacionamiento Planta Acutran Snc	30 m
									Nave Industrial Planta Acutran Snc	40 m



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

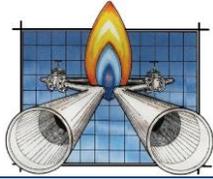
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
						Carretera Estatal a Presa la Amistad	47 m

Tabla 18 Interacciones de Riesgos (Esc-Acu-13).

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Radio de afectación (m)	Instalaciones en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones
Esc-Acu-13	ERM-Tipo 3	Gas Natural	Radiación Térmica	Zona de Alto Riesgo en equipos	5.09	Vialidad de Parque Industrial	Contigua
				Alto Riesgo	8.24	Vialidad de Parque Industrial	8 m
				Zona de Amortiguamiento	15.46	Vialidad de Parque Industrial	13 m
			Explosión no Confinada	Zona de Alto Riesgo en equipos	20.11	Vialidad de Parque Industrial	Contigua
				Alto Riesgo	45.90	Vialidad de Parque Industrial	25 m
						Carretera Estatal Morelos – Ciudad Acuña	28 m
						Instalaciones Mex Steel	42 m
				Zona de Amortiguamiento	78.02	Vialidad de Parque Industrial	50 m
						Carretera Estatal Morelos – Ciudad Acuña	50 m
Instalaciones Mex Steel	65 m						

Tabla 19 Descripción de Salvaguardas y Recomendaciones por Escenario.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Esc-Acu-01	Gasoducto 8" PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre



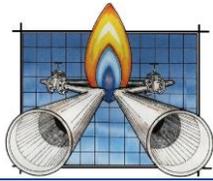
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			<p>sistema de distribución.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 el sistema de distribución. Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	<p>de válvulas).</p>
Esc-Acu-02	Gasoducto 8" PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).
Esc-Acu-03	Gasoducto 4"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo



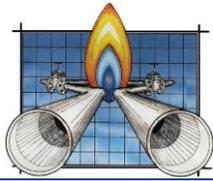
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			<p>Volumen y Energía) a distancia.</p> <ul style="list-style-type: none"> Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).
Esc-Acu-04	Gasoducto 4"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).
Esc-Acu-05	Gasoducto 3"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> Realizar simulacros por lo menos dos veces al año en los que se evalúe la capacidad de respuesta del personal para la atención de



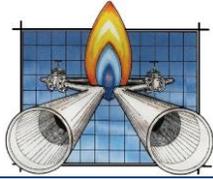
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			<p>capacitado que monitorea las condiciones operativas de la City Gate.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. ▪ Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	<p>los eventos de riesgo identificados en el Capítulo IV, del Estudio de Riesgo.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).
Esc-Acu-06	Gasoducto 3"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 City Gate. ▪ NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. ▪ Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 Estudio de Riesgo. ▪ Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).



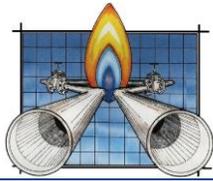
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			<ul style="list-style-type: none"> Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	
Esc-Acu-07	Gasoducto 2"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema 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 el sistema de distribución. Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. Plan de Respuesta a Emergencias. Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).
Esc-Acu-08	Gasoducto 2"PE	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> 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 City Gate. NOVO. 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 del sistema de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-007-ASEA-2016. Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) del sistema de distribución. Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades 	<ul style="list-style-type: none"> 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 Estudio de Riesgo. Considerar la implementación de un sistema de monitoreo operativo en toda la trayectoria del sistema de distribución de gas natural, que además de realizar actividades de supervisión pueda actuar en caso de una emergencia (i.e. cierre de válvulas).



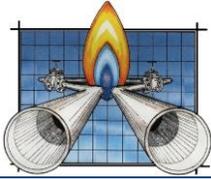
Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			<p>cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en el sistema de distribución.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas del sistema de distribución. ▪ Plan de Respuesta a Emergencias. ▪ Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural. 	
Esc-Acu-09	City Gate	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM ▪ Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. ▪ Sistema SCADA/NOVO ▪ Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro. ▪ Filtro coalescente en stand by ▪ Recubrimiento Mecánico contra la Corrosión. ▪ Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalar válvula de seguridad en Filtro Coalescente ▪ Instalar transmisor de presión en el filtro ▪ Verificar por lo menos dos veces a la semana el nivel de condensados en el filtro de la ERM.
Esc-Acu-10	City Gate	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM ▪ Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. ▪ Sistema SCADA/NOVO ▪ Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro. ▪ Filtro coalescente en stand by ▪ Recubrimiento Mecánico contra la Corrosión. ▪ Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalar válvula de seguridad en Filtro Coalescente ▪ Instalar transmisor de presión en el filtro ▪ Verificar por lo menos dos veces a la semana el nivel de condensados en el filtro de la ERM.
Esc-Acu-11	ERM-Tipo 1	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indicador de presión en la ERM ▪ Recubrimiento Mecánico contra la Corrosión ▪ Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Colocar candado en las válvulas manuales de la ERM ▪ Resguardar la ERM dentro de una estructura metálica y lejos de circulación vehicular para evitar golpes o daños por terceros.
Esc-Acu-12	ERM-Tipo 2	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indicador de presión en la ERM ▪ Recubrimiento Mecánico contra la Corrosión ▪ Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Colocar candado en las válvulas manuales de la ERM ▪ Resguardar la ERM dentro de una estructura metálica y lejos de circulación vehicular para evitar golpes o daños por terceros.
Esc-Acu-13	ERM-Tipo 3	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Indicador de presión en la ERM ▪ Recubrimiento Mecánico contra la Corrosión ▪ Estudio Holiday aplicado a las tuberías una vez terminados los trabajos de construcción previo inicio de operaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Colocar candado en las válvulas manuales de la ERM ▪ Resguardar la ERM dentro de una estructura metálica y lejos de circulación vehicular para evitar golpes o daños por



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”

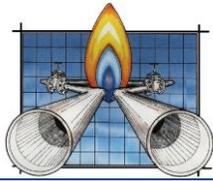
IV

Municipio de Acuña, Coah.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				terceros.

Tabla 20 Descripción General de afectaciones a los receptores de Riesgo.

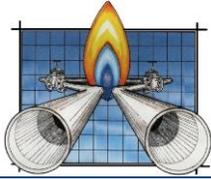
Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
Esc-Acu-01 al 13	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m ² , es el 100% de mortalidad si se exponen a 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.
			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 árboles 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 auto ignición 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,



Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
				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 este o pérdida 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.

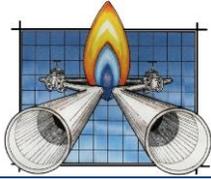
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

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.....	7



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

V.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

Los sistemas de seguridad son:

- SCADA. Sistema que permite monitorear vía remota el comportamiento de la presión en la City Gate, para envío de las variables operativas al proveedor del gas.
- Válvulas de seccionamiento.
- Medidores de presión en las Estaciones de Regulación y Medición.
- NOVO. 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:

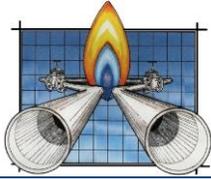
NOVO

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 512 Kilobits 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”.

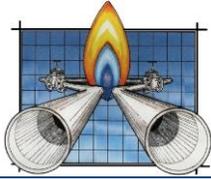
DESCRIPCIÓN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO “NOVO”

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 NOVO (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 NOVO fue diseñado por la 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 NOVO, 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 NOVO 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 del City Gate, se cuenta con un cuarto de medición/Site de comunicación, así mismo la información obtenida del computador electrónico de flujo de dicha estación es enviada hacia el Centro de Control y Monitoreo que está ubicado en las oficinas de Torreón Coahuila a través del siguiente sistema de telecomunicaciones:

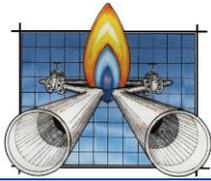
Por medio de un convertidor RJ45-Serial LANTRONIX, el Computador de Flujo se enlaza con un Modem Satelital IDIRECT, modelo X3, que sirve para crear la puerta de enlace a través del segmento de red del proveedor de servicios de conectividad satelital.

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

Todos estos equipos tienen respaldo de energía con un UPS APC Smart UPS 1500, el cual tiene un respaldo de 90 minutos con una carga de 100 watts. Los equipos anteriormente mencionados se quedan dentro del Cuarto de Medición/Site de comunicación que está ubicado dentro del predio de la City Gate.

El tipo de enlace para el envío de información en 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:



Estudio de Riesgo (ER)

“Sistema de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos para la Zona Geográfica Única: Acuña”



Municipio de Acuña, Coah.

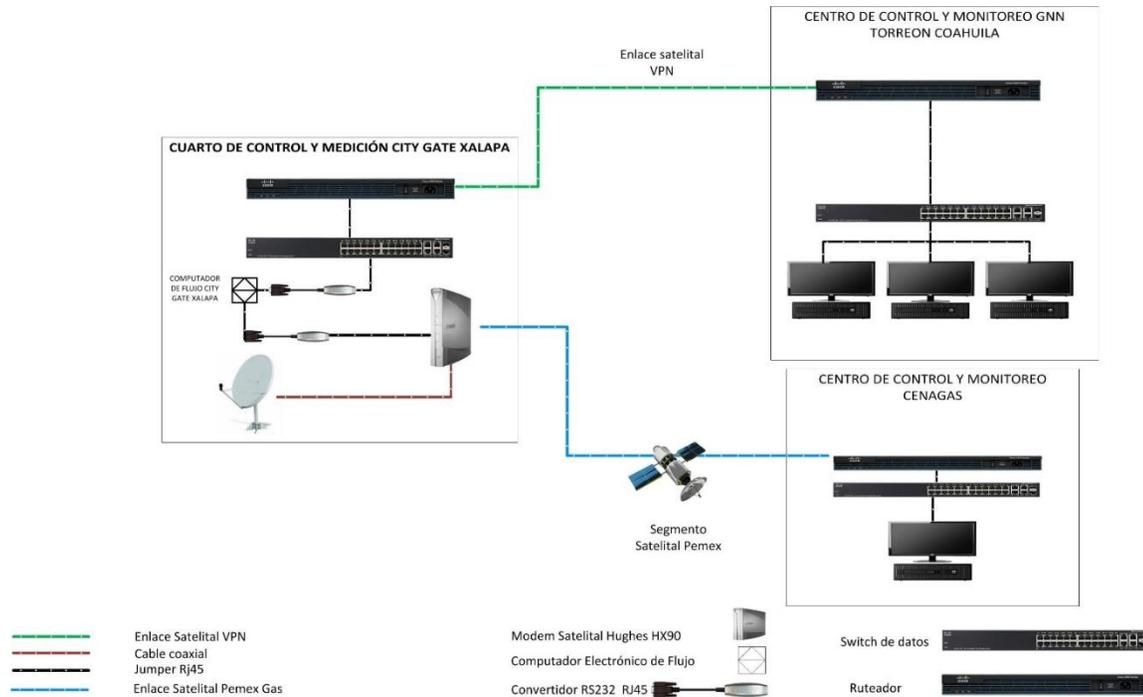


Figura 1 “Esquema de Telecomunicaciones City Gate”.

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:

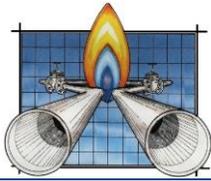
Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una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

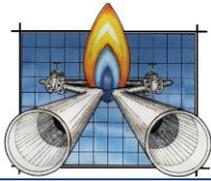
- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento.
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios.



- 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 distribución 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.

A) Medidas de Seguridad.

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 distribución 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
Descargo de información en el sistema para promedios de medición de facturación.	Quincenal
Inspección, verificación y prueba de válvula registro de interconexión.	Mensual
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de las ERMs.	
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de los registros de seccionamiento.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones del cuarto de interconexión.	
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones de las ERMs.	
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

B) 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 distribución de gas natural:

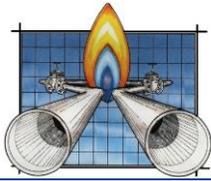
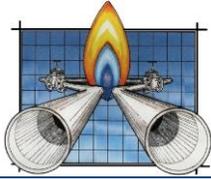


Tabla 2 Actividades de mantenimiento a realizar.

Actividades de Mantenimiento	Frecuencia
Mantenimiento instrumentación.	
Calibración de manómetros en las ERMs.	Semestral
Mantenimiento eléctrico.	
Levantamiento de potenciales del sistema.	Mensual
Toma de resistividad del suelo donde se aloja el gasoducto.	Anual
Medición de tierras físicas.	
Mantenimiento mecánico.	
Mantenimiento y prueba en registros de válvulas de seccionamiento y disparos del sistema.	Bimestral
Mantenimiento preventivo de los filtros en las ERMs.	Semestral
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas reguladoras de las ERMs.	Anual
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas de seguridad de las ERMs.	Semestral
Aplicación de recubrimiento en la interconexión.	
Aplicación de recubrimiento en las ERMs.	
Aplicación de recubrimiento en los registros de seccionamiento.	
Medición de espesores en instalaciones superficiales.	Anual
Mantenimiento al equipo de motorización.	
Servicios generales.	
Limpieza y aseo general de las instalaciones del cuarto de interconexión.	Mensual
Limpieza y aseo general de las instalaciones de las ERMs.	
Limpieza y aseo general de las instalaciones de los registros de seccionamiento.	
Limpieza y desazolve de la señalización tipo "4" y tipo "R".	Trimestral
Aplicación de pintura a la señalización tipo "4" y tipo "R" en el sistema.	
Limpieza y desazolve de la franja de desarrollo del sistema.	Cuatrimestral

Aunado a las actividades indicadas en las **Tablas 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.

C) Verificaciones y/o Auditorías de Seguridad.

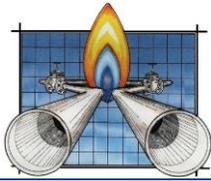
Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para distribución de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la **NOM-003-ASEA-2016**, misma que establece que se debe realizar una verificación anual por parte de una Unidad de Verificación, acreditada ante la ASEA, 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.

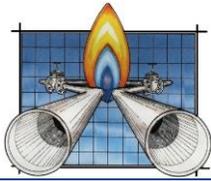


Así mismo, para la etapa de construcción e instalación del sistema para distribución de gas natural, se debe de contar con un dictamen de inicio de operaciones o de construcción realizado por la Unidad Verificadora.

Procedimientos de Operación y Mantenimiento.

Para la atención a emergencias, la Promovente 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. Dichos procedimientos se indican a continuación:

- 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.

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 distribución 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.

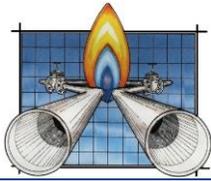
ATENCIÓN A EMERGENCIAS.

En caso de emergencia se activa el siguiente protocolo:

1. Identificación de la Emergencia.

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

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



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

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

2. Equipo y materiales.

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

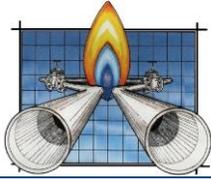
Tipo de emergencia	Material para su atención
Derrames, infiltraciones, descargas o vertidos accidentales (hidrocarburos, sustancias químicas peligrosas o residuos peligrosos)	<ul style="list-style-type: none">• Kit para control de derrames: Cinta delimitadora de área, pico, pala, escoba, material absorbente (<i>cojín, almohadilla, cordón-salchicha, polímero solidificador/encapsulador, arena, y/o aserrín</i>), recipiente y/o bolsas.• EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas).
Incendio y/o Explosión	<ul style="list-style-type: none">• Extintores, agua, tierra.• EPP específico.
Emisiones No Controladas (Fugas de Gas Natural)	<ul style="list-style-type: none">• Kit de emergencias para atender fugas (herramientas, materiales, equipo e instrumentos).• EPP específico e incluido en el listado de Equipo y Herramientas del Kit de Emergencias.

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

Derrames, infiltraciones, descargas o vertidos accidentales menores a 1 m³

ANTES

- Asegurar que se cuenta con kit para control de derrames completo y en buen estado, y tenerlo en el lugar donde se necesita por el manejo de sustancias químicas, residuos peligrosos o hidrocarburos (Camioneta de Mantenimiento y Operación, Almacén de Residuos Peligrosos, Almacén de Sustancias Químicas Peligrosas, Llenaderas de Combustibles, etc.).
- Revisar mensualmente el kit para control de derrames.
- Contar con tarimas antiderrames en donde se almacenen tambos con sustancias químicas peligrosas y/o residuos peligrosos en estado líquido o que puedan generar lixiviados, o bien contar con diques de contención de derrames y/o fosas de captación que puedan contener al menos un quinto del total de líquidos almacenados.
- Asegurar de contar con todas las hojas de datos de seguridad de las sustancias químicas peligrosas e hidrocarburos, y consultar los apartados 6, 12 y 13, para identificar la peligrosidad de la sustancia, forma de almacenamiento, manejo e indicaciones de manejo “especiales”, peligrosidad para el medio ambiente y forma de disposición



DURANTE

- Delimitar con cinta el área afectada.
- Colocar el kit para control de derrames cerca del lugar donde se ubica el derrame.
- Colocarse el EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas), incluido en el kit para control de derrames.
- Acordonar el suelo afectado con el material absorbente y evitar la propagación del derrame.
- Para absorber el derrame: esparcir el material absorbente sobre toda la superficie del derrame, desde la periferia hacia el centro.
- Una vez controlado el derrame, recolectar el material y el suelo contaminado con pico y pala, y depositarlo en las bolsas y/o recipientes destinados para tal fin.
- Manejar y disponer como residuos peligrosos tanto el suelo contaminado como el material utilizado para la contención del derrame.
- Ingresar en el Almacén de Residuos Peligrosos, reportando dicho ingreso en el formato **FR-AMB-SGA-01**. Control de entradas y salidas del ATRPE, previo pesaje e identificación del contenedor donde se colocará, de acuerdo con su peligrosidad y su compatibilidad con los otros residuos ya almacenados.

DESPUÉS

- Evaluar el entorno ambiental para identificar los impactos ambientales adversos ocasionados, y en su caso determinar las acciones para mitigar/minimizar dichos impactos.
- Restablecer el área.
- Elaborar el **FR-SYS-SGS-11**. Reporte de Investigación de Accidentes/Incidentes, y enviarlo al Responsable de Medio Ambiente en Operación con copia al Superintendente de Medio Ambiente.

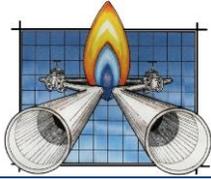
Para mayor detalle, Ver **Anexo 13**.

Incendio.

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

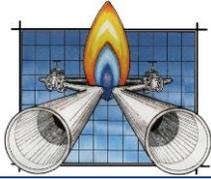
Una vez que el incendio ha sido atendido, el Supervisor de Medio Ambiente, debera;

- 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 áreas con vegetación.



Índice

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



VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

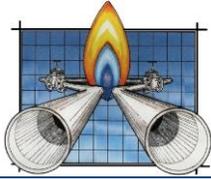
VI.1 CONCLUSIONES.

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

- ✓ De los resultados del Análisis HAZOP, se constató que las variables principales a monitorear son Presión, Flujo y Nivel principalmente, ya que ésta última está involucrada principalmente en los sistemas de filtración de proceso y servicios auxiliares de las City Gate y ERMs, donde la desviación de más y menos nivel, puede repercutir principalmente en el arrastre de condensados aguas arriba de los filtros causando severos daños a los sistemas existentes. Por su parte, las variables de presión y flujo, de acuerdo con el análisis realizado, las principales desviaciones detectadas de mayor riesgo (riesgo Medio) son las de menos y más presión/flujo y/o flujo en otra dirección, por fallas específicas en los instrumentos de control y de seguridad.
- ✓ Del Análisis What If, se determinó que una de las causas principales causas a la pregunta ¿Qué Pasa si no hay flujo?, sería por agentes externos que pueden afectar la operación del sistema de distribución 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.

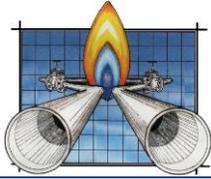
El presente estudio llevó a la conclusión de que los riesgos mayores, son las variaciones en las condiciones de proceso por agentes externos, principalmente en las instalaciones superficiales como las City Gate y ERMs, ya que de acuerdo al análisis HAZOP existen parámetros operacionales que pueden repercutir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

El riesgo existente por la conducción de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que para el presente sistema de distribución se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad y por la supervisión de las condiciones operativas del sistema, aunado a que la distribución 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.

Para la realización del presente Análisis de Riesgo, se utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y jerarquización de riesgos, y los paquetes SCRI Fuego versión 2.1, para la evaluación de consecuencias, por lo que, aunado al análisis de información con que se cuenta, se derivan las siguientes recomendaciones:

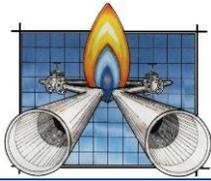
- Atender las recomendaciones que se incluyen en las hojas de trabajo del HAZOP.
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de estos de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- Contar con un sistema 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 Estudio de Riesgo.
- 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).

RECOMENDACIONES ESPECÍFICAS

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

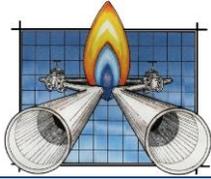
Control de la Corrosión

- ✓ Asegurarse que la memoria de cálculo del sistema de protección catódica para el Gasoducto Troncal de Interconexión de Acero al Carbón de 8” D.N. cumpla con la normatividad aplicable.
- ✓ Asegurar que la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica a instalar para el Gasoducto Troncal de Interconexión de Acero al Carbón de 6” D.N., 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.
- ✓ El Gasoducto Troncal de Interconexión de Acero al Carbón de 8” D.N. 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



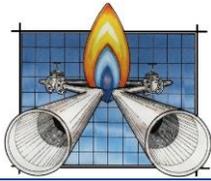
protección catódica deberá estar instalado en un plazo no mayor a un año posterior al primer día de operación del sistema de distribución de gas natural.

- ✓ Además de la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica del Gasoducto de Acero de 6” D.N. 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 puentes 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

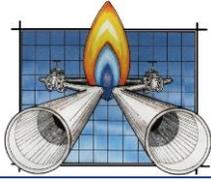
**VII. RESUMEN EJECUTIVO.****VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO.**

El presente proyecto corresponde a la construcción y operación de un Sistema para Distribución de Gas Natural por medio de ductos que tendrá incidencia en el municipio de Acuña, en el estado de Coahuila a cargo de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..

El proyecto comprende de manera integral la instalación de 62 694.79 m (62.69 km) de tubería distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1 Características del Sistema de Distribución.

Diámetro (pulg)	Especificación de Material	Presión de Operación psig (kg/cm ²)		Espesor de Pared (pulg)	Longitud (m)
		Diseño	Normal		
8"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.784"	18 636.70
4"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.409"	22 572.91
3"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.318"	6 359.25
2"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.216"	12 320.93
¾"	HDPE-4710 SDR11	100 (7)	100 (7)	0.094"	2 805.00
<i>Longitud Total:</i>					<i>62 694.79</i>



COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura 1 Localización del proyecto.

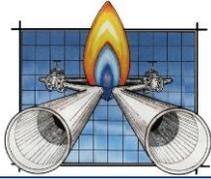
El Análisis de Riesgos se realizó mediante la identificación de peligros consistente en una Lista de Verificación (LV) donde como resultado se obtiene que el proyecto dentro de su Diseño de Ingeniería cumple con el 60% de los requisitos establecidos en la NOM-003-ASEA-2016, mientras que el 30% de los requisitos de la NOM, no le son aplicables al proyecto.

El Análisis Cualitativo consistió en la elaboración de un Análisis HAZOP (para la City Gate y ERM) y un Análisis What If para las tuberías que conforman el sistema de distribución.

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

De los 38 escenarios de riesgo (combinación DESVIACIÓN – CAUSA) evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),



- 38 escenarios (100%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (15.78%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 6 (15.78%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 32 (84.22%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable “C” y ningún escenario en la Zona de Riesgo No Tolerable.

El riesgo existente por el manejo de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que para el presente sistema de distribución se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad, así como para la supervisión de las condiciones operativas del sistema, aunado a que la conducción 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 12**.