

Índice

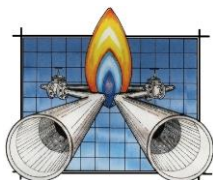
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.	2
I.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.	4
I.3 BASES DE DISEÑO.	8
I.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	11
I.4.1 Descripción de las Instalaciones.	11
I.4.2 Condiciones de operación.	18
I.4.3 Hojas de Seguridad.	22

Índice de Tablas

Tabla 1 Características del Sistema de distribución.	2
Tabla 2 Coordenadas de los puntos de interconexión.	4
Tabla 3 Coordenadas de los elementos superficiales.	4
Tabla 4 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la City Gate “Nogales”.	18
Tabla 5 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 01 Comercial.	18
Tabla 6 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 02 Comercial.	18
Tabla 7 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 03 Comercial.	19
Tabla 8 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 04 Comercial.	19
Tabla 9 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo A Comercial-Industrial.	19
Tabla 10 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo B Comercial-Industrial.	19
Tabla 11 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo C Industrial.	20
Tabla 12 Instalaciones superficiales: City Gate y Estaciones de Regulación y Medición.	20

Índice de Figuras

Figura 1 Localización del proyecto.	3
Figura 2 Localización Estatal del proyecto.	6
Figura 3 Localización Municipal del proyecto.	7
Figura 4 Clases de Localización del Proyecto.	21



I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

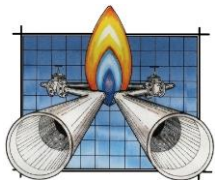
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.

El presente proyecto corresponde a la construcción y operación de un Sistema para Distribución de Gas Natural Nogales, Sonora, en el estado de Sonora a cargo de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

El proyecto comprende de manera integral la instalación de 42 692.64 m (42.69 km) de tubería distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1 Características del Sistema de distribución.

Especificaciones de la tubería	Longitud (m)
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 250 mm (10") Esp. 0.977"	6 531.68
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 200 mm (8") Esp. 0.784"	2 532.49
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 150 mm (6") Esp. 0.602"	3 389.28
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 100 mm (4") Esp. 0.409"	10 645.25
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 80 mm (3") Esp. 0.318"	4 259.85
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 50 mm (2") Esp. 0.216"	14 495.53
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 32 mm (1-1/4") Esp. 0.151"	260.82
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 25 mm (1") Esp. 0.119"	68.04
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 20 mm (3/4") Esp. 0.095"	509.59
Total	42 692.64



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

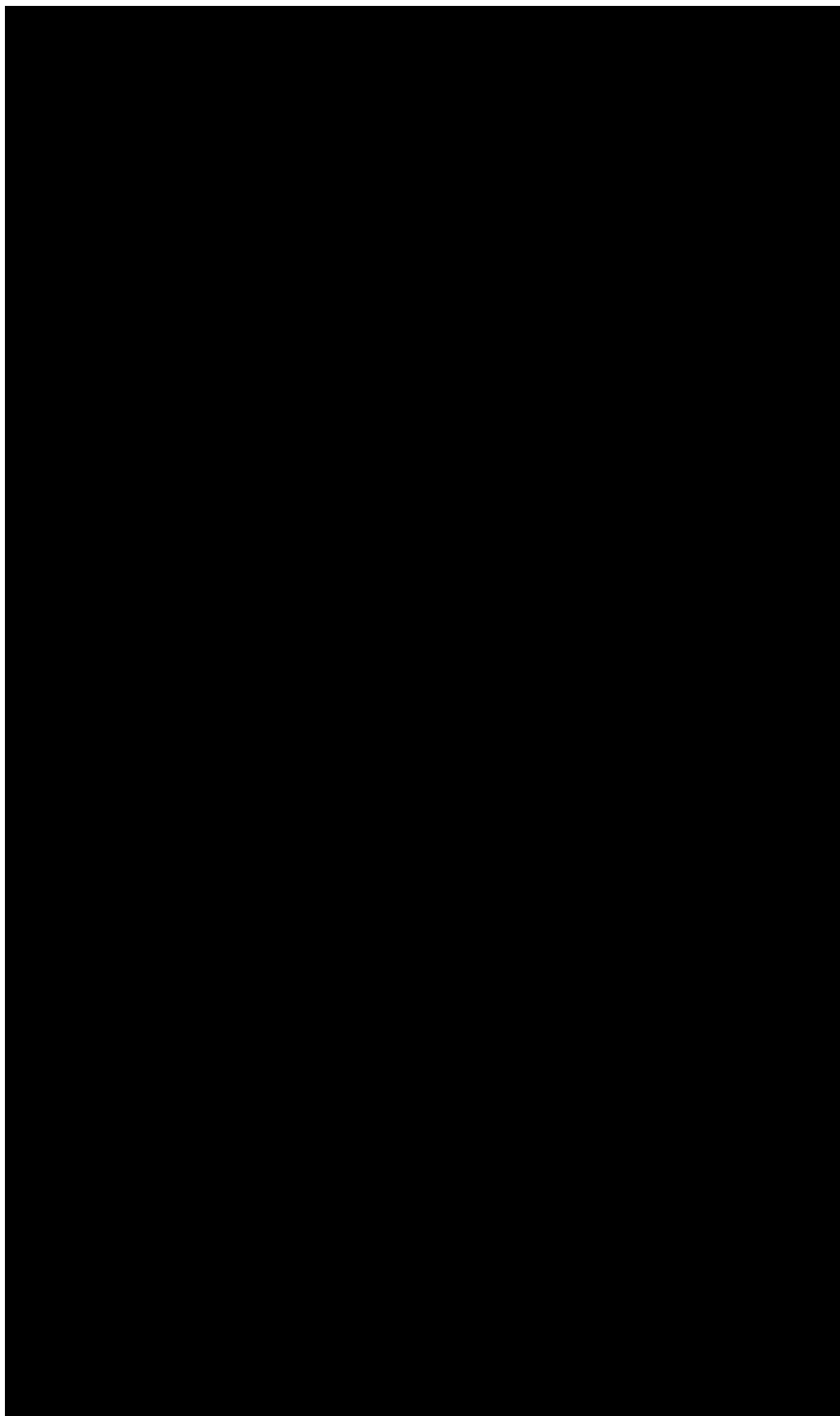
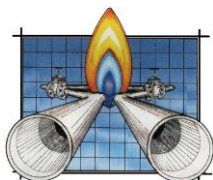


Figura 1 Localización del proyecto.

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



I.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.

El Sistema para Distribución de Gas Natural (SDGN) se localizará en su totalidad dentro del municipio de Nogales, Sonora. (Ver Figuras 3 y 4).

Para el abastecimiento del gas natural al sistema de distribución, se contemplan una interconexión al Gasoducto de AC de 16" (Propiedad de El Paso Natural Co) las cuales se ubican de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 2 Coordenadas de los puntos de interconexión.

No.	DESCRIPCIÓN	COORDENADAS: UTM	
		DATUM: WGS84	
		REGIÓN: 11S	
		X	Y
1	INTERCONEXIÓN		

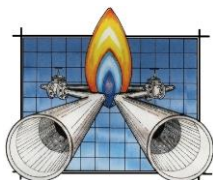
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

A continuación, se indica los elementos superficiales que conforman el Sistema de Distribución de Gas Natural.

Tabla 3 Coordenadas de los elementos superficiales.

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS: UTM	
			DATUM: WGS84	
			REGIÓN: 16Q	
			X	Y
City Gate				
1	City Gate “Nogales”	0+000 A		
VÁLVULAS DE SECCIONA				
1	V.S. #01	0+031 A		
2	V.S. #02	2+770 A		
3	V.S. #03	5+538 A		
4	V.S. #04	6+635 A		
5	V.S. #05	0+072 B		
6	V.S. #06	0+626 B		
7	V.S. #07	0+980 B		
8	V.S. #08	1+271 B		
9	V.S. #09	2+006 B		
10	V.S. #10	2+475 B		
11	V.S. #11	DISPARO		
12	V.S. #12	0+021. C		
13	V.S. #13	0+030 D		
14	V.S. #14	0+028.7 F		

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



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

No.	DESCRIPCIÓN	CADENAMIENTO	COORDENADAS: UTM	
			DATUM: WGS84	
			REGIÓN: 16Q	
			X	Y
15	V.S. #15	0+032.7 G		
16	V.S. #16	0+020 H		
17	V.S. #17	0+028 I		
18	V.S. #18	DISPARO		
19	V.S. #19	0+051.65 J		
20	V.S. #20	0+541.6 K		
21	V.S. #21	2+684.2 L		
22	V.S. #22	0+019.5 U		
23	V.S. #23	0+031 T		
24	V.S. #24	0+028 M		
25	V.S. #25	0+015 O		
26	V.S. #26	0+021.6 P		
27	V.S. #27	0+015 R		
28	V.S. #28	0+037.5 V		
29	V.S. #29	0+759 W		
30	V.S. #30	0+023 Y		
31	V.S. #31	0+310 AB		
32	V.S. #32	DISPARO		
33	V.S. #33	0+014 AE		
34	V.S. #34	0+013 AI		
35	V.S. #35	1+916.6 AI		
36	V.S. #36	2+717 AI		
37	V.S. #37	3+068 AI		
38	V.S. #38	0+009 AJ		
39	V.S. #39	0+033 AQ		
40	V.S. #40	0+634 AQ		

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

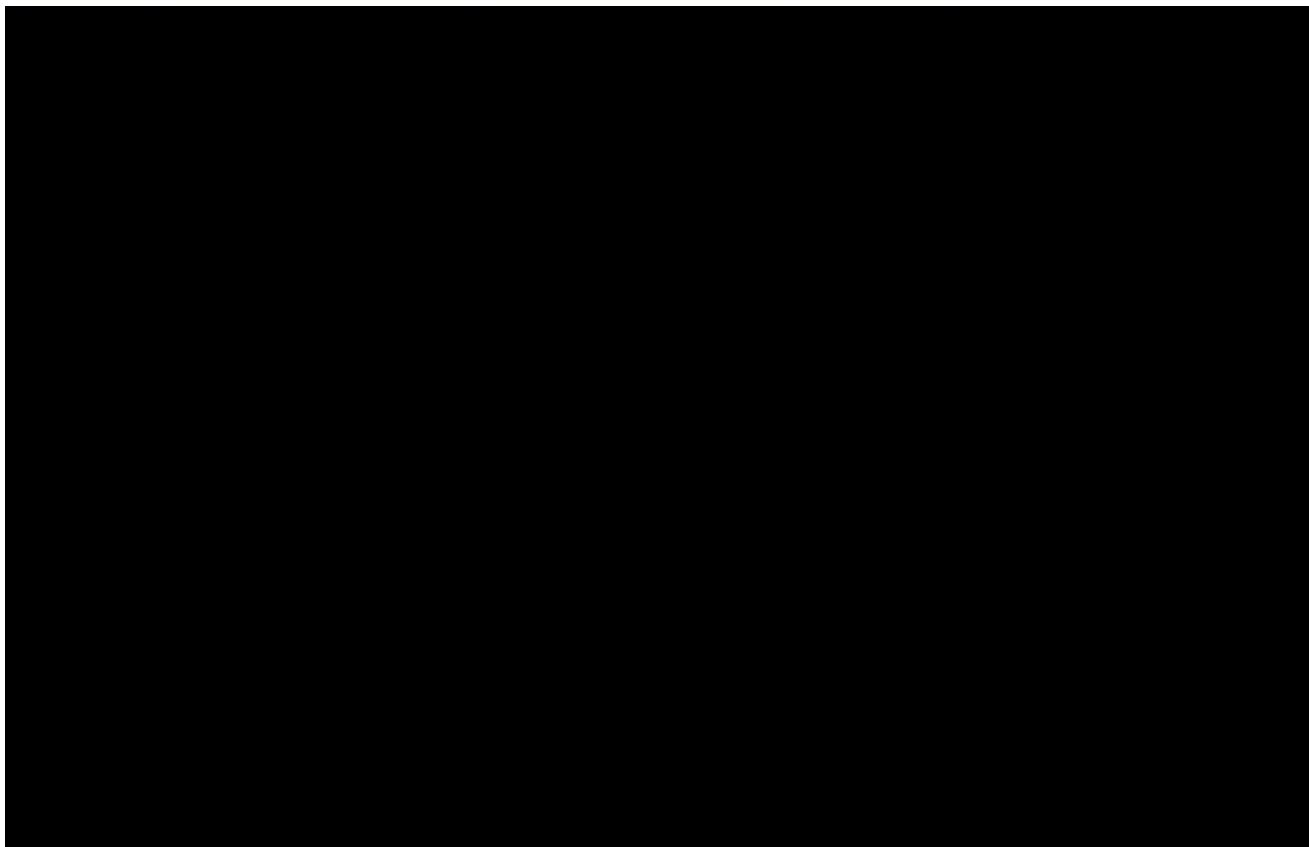
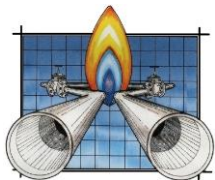


Figura 2 Localización Estatal del proyecto.

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

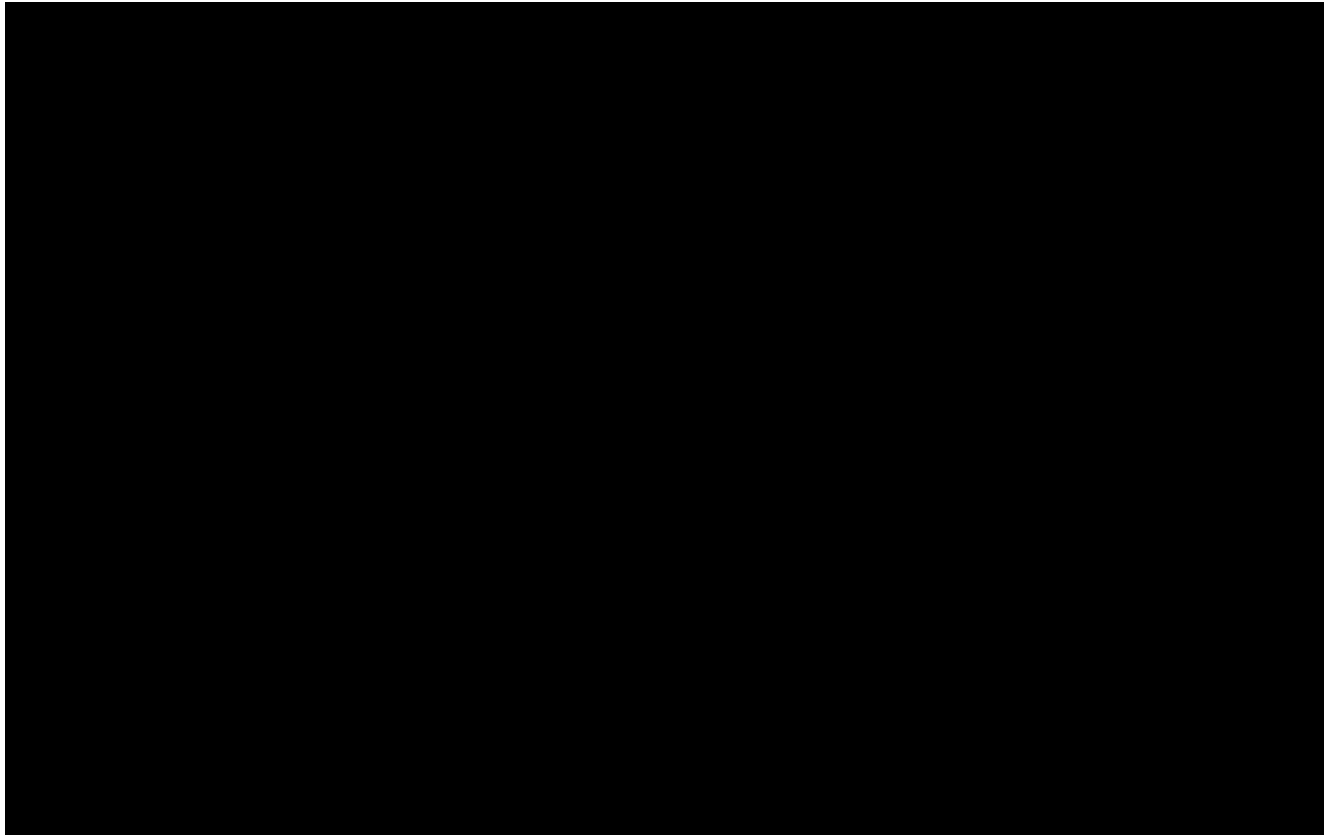
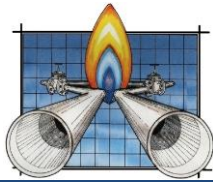
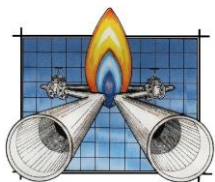


Figura 3 Localización Municipal del proyecto.

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



I.3 BASES DE DISEÑO.

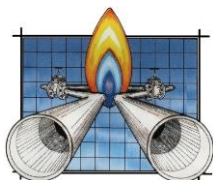
Para el diseño del sistema de distribución de gas natural, se consideraron las siguientes normas y estándares internacionales.

- Servicio de Distribución de Gas Natural de acuerdo a la norma;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- Calidad del Gas Natural de acuerdo a la norma;
 - o NOM-001-SECRE-vigente. Calidad del gas natural.
- Diseño de Estación de Medición, Regulación y Control de acuerdo a la norma;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- Diseño de los gasoductos de acuerdo a las normas;
 - o NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
 - o Código ASME B 31.8 (Sistema de Tuberías de Transporte y Distribución de Gas).
- Unidades de Medición de acuerdo a la norma;
 - o NOM-008-SCFI-2002.
- Accesorios de acuerdo al 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 una red de transporte de hidrocarburos. Cabe mencionar que, para dar cumplimiento a dicha norma, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. deberá ser auditada por una Unidad de Verificación en Gas Natural, misma que evaluará las condiciones de operación de la red de distribución y estaciones de regulación, para dar cumplimiento a las normas establecidas por la ASEA.



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

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

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

2. Cargas dinámicas que afectan a la red.

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

3. Presión a que están sujetas las tuberías.

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

4. Corrosión.

La tubería que brindará la alimentación de Gas Natural a las Estaciones de Regulación y Medición ubicadas en las instalaciones de los usuarios finales estará cumpliendo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la **NOM-003-ASEA-2016** Apéndice Normativo II, “Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas”.

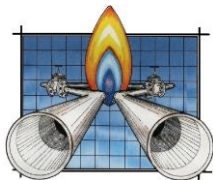
5. Esfuerzos debidos a afectaciones exteriores.

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

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

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

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



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

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.

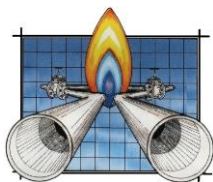
Además de lo indicado anteriormente, en el diseño de la construcción de la tubería, fueron considerados factores, tales como expansión y contracción térmica de la tubería, vibración, fatiga, cruzamientos y condiciones de cargas especiales, sismos y efectos provocados por los cambios de estación, lluvias,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

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

- Tubería de transporte y la utilizada dentro de las estaciones: **API 5L ó ASTM A53**,
- Válvulas de bloqueo y de operación: **API 6D** y partes 192 y 193 del **DOT 49**,
- Bridas y conexiones: **ASME B16.6 y B16.9**.

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

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



I.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

I.4.1 Descripción de las Instalaciones.

El proceso consiste en la recepción de gas natural desde el gasoducto de 16" AC Propiedad de El Paso Natural Co, el cual será acondicionado en la City Gate “Nogales” para posteriormente ser suministrado al sistema de distribución que abastecerá al SDGN de la Zona Geográfica Sonora (Nogales), principalmente a las zonas habitacionales y comercios existentes.

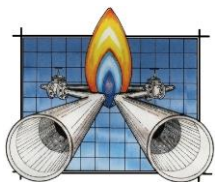
A) Filosofía de operación de la City Gate “Nogales”.

El gas natural entrará a la ERM por medio de un tubo de DN 150 mm (6" de Ø) que tiene una junta aislante PIKOTEK para aislar eléctricamente la estación. Después por medio de una Tee puede fluir el gas ya sea por un tren N° 1 de filtración, o por el tren N°2 de filtración.

Para lograr la filtración adecuada para la operación del equipo sensible como el Tubo de Medición y los reguladores, los filtros coalescedores con conexiones de DN 150 mm (6" de Ø) a la entrada y a la salida, utilizará cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y líquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia de 99.99%. Con el paso del tiempo y el aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es un indicativo de que se debe remplazar el cartucho o en su defecto, cambiar al tren N° 2. Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en el filtro para monitorear las condiciones de operación de ambos filtros coalescedores y se cuenta además antes del sistema de filtración con un manómetro testigo, para poder monitorear la presión de entrada de gas al City Gate.

Para dar mantenimiento al filtro coalescedor del Tren de filtración N° 1, se manipulará el juego de válvulas de DN 150 mm (6" de Ø) para comenzar a operar con el Tren de filtración N°2, a fin de dejarlo fuera de operación para su revisión y/o mantenimiento. La operación será a la inversa en el caso de saturarse el Filtro del Tren N°2.

Después del tren de filtración se encuentra el tren de Medición, el cual cuenta con un medidor turbina Marca Dresser de DN 150 mm (6" de Ø) modelo G-400 con conexiones bridadas tipo RF en ANSI 600, y puertos para presión diferencial, estos últimos se conectarán a un Transductor de Presión Multivariable, con transmisor de temperatura, que a su vez enviaran señales a un computador electrónico de flujo modelo XARTU/1, este último calculará el flujo de gas natural que esté pasando por la ERM y por medio de un sistema de radio frecuencia se enlazara al SCADA de nuestro proveedor para su facturación. Dicho tren de medición cuenta también con válvulas de bloqueo aguas arriba y aguas abajo para seccionarlo en caso de falla o mantenimiento al Medidor Turbina; y aguas abajo del tren de medición cuenta con un manómetro testigo. Paralelo al tren de medición se tendrá un espacio de las mismas dimensiones entre dos válvulas de bloqueo con bridas ciegas para evitar la extracción de gas sin ser medido, se ha diseñado de esta manera ya que, en caso de ser necesario por alguna falla del medidor tipo Turbina, o mantenimiento al mismo se instalará de manera provisional un carrete para permitir el paso de gas a la red, obviamente esto se hará previo aviso y con el permiso de nuestro proveedor.

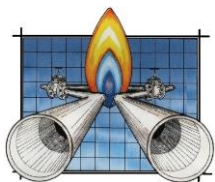


Inmediatamente después del tren de medición tenemos una tee por donde se puede llevar el flujo de gas hacia los dos trenes de Regulación, los cuales comienzan con la instalación de una válvula de esfera, Posteriormente se encuentra una válvula de corte automático de DN 150 mm (6" de Ø) en ANSI 600 con actuador neumático de doble acción para corte por alta y baja presión que sirve como válvula de corte a la entrada del tren de regulación que sensa la presión a la salida del tren. Aguas abajo de esta válvula se encuentra el primer regulador (regulador monitor) operado con doble piloto, uno de estos pilotos es utilizado para vigilar el desempeño del segundo regulador (trabajador), para que en caso de falla de éste, el regulador monitor tome el control total de la presión y realice la regulación a la presión de salida del sistema para entregar el gas a la presión requerida.

Cada tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100% de flujo. El Tren de Regulación N° 1 tendrá inicialmente una válvula de corte automático-calibrada a 8.9 Kg/cm² (126.58 Psi) para alta presión y 4.62 Kg/cm² (65.71 Psi) para baja presión, después el regulador No.1 cuenta con dos pilotos, el piloto No. 1 calibrado 17.57 Kg/ cm² (250.00 Psi) y el No.2 calibrado a 6.12 Kg/cm² (87.04 Psi) (regulador monitor). Seguido del segundo regulador (regulador trabajador) que cuenta con un piloto calibrado a 5.62 Kg/cm² (80.00 Psi), de tal manera, que si en el tren de regulación, por el cual está fluyendo gas llegará a fallar el segundo regulador y/o trabajador, el regulador No.1 tomará el control total de la presión, la regulación se realizará en una fase y el regulador que estaba como monitor, ahora será el trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor (ahora trabajador) 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 por alta presión y cortara el flujo de gas por el tren de regulación.

El tren de regulación Número dos tendrá cerrado el regulador trabajador (piloto No.3), 2ª fase debido a que estará censando una presión mayor a la que esta calibrado 5.12 Kg/cm² (72.82 psi), al momento de que el flujo se cortó 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 clientes, a continuación, se detallan las presiones a las cuales operara el tren de regulación número 2.

La válvula de corte automático estará calibrada a 9.4 Kg/cm² (133.69 Psi) para alta presión, por debajo de la cual estará calibrada la válvula de seguridad de la estación, y 4.12 Kg/cm² (58.60 psi) para baja presión; después el regulador No.1 cuenta con dos pilotos, el piloto No. 1 calibrado a 17.57 Kg/ cm² (250.00 Psi) y el No.2 calibrado a 6.12 Kg/cm² (87.00 Psi) primera fase monitor. Seguido del segundo regulador (regulador trabajador) cuenta con un piloto calibrado a 5.12 Kg/cm² (72.82 psi), de tal manera, que si en el tren de regulación 2 , por el cual está fluyendo gas llegará a fallar el segundo regulador y/o trabajador, el regulador No.1 tomará el control de la presión el piloto No. 2, del regulador monitor; la regulación se realizará en una fase con el regulador 1 bajando la presión a 6.12 Kg/cm² (87.00 psi) que es la presión a la que está calibrado el monitor, y el piloto que estaba como monitor será el trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor (ahora trabajador) del tren de regulación Núm. 2 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 seguridad que es de 8.4 kg/cm² (119.47 psi), si por encima de eso la presión siguiera incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta



calibrada la válvula de corte automático del tren de regulación núm. 2, esta última cortará el flujo de gas por el tren de regulación.

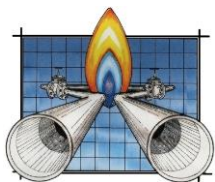
Es decir que su funcionamiento será como se describe a continuación, si en el tren de regulación por el cual este fluyendo gas llegara a fallar el regulador segunda fase y/o trabajador, tomará el control de la presión el regulador monitor o regulador Núm. 1; la regulación se realizará en una fase con el regulador 1, y la presión bajará a 6.12 Kg/cm², si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor y 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 8.4 kg/cm² (119.47 psi) 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 clientes residenciales, comerciales e 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 Núm. 2, esta al sensar la presión de calibración 9.40 Kg/cm² (133.69 psi) automáticamente cerrará para asegurar que no se tendrá una sobre presión en todo el sistema y se cortará el flujo de gas a la red general.

Después de los trenes de regulación se encuentra una Tee donde se ubica la derivación hacia la válvula de seguridad antes mencionada.

Por último, aguas abajo del extremo recto lateral con dirección hacia la salida de la estación se tienen 4 insertos, el primero de ellos será una toma para un manómetro testigo, un segundo inserto para la toma de señal para la instalación de un transmisor de presión que monitoreara la presión de salida de la estación; el tercer inserto será para tomar la presión hacia el tanque del equipo de odorización y el cuarto será para inyección del odorizante al gas natural para que sea transportado por el gasoducto ya odorizado.

ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA CITY GATE “NOGALES”:

- Dos filtros coalescentes verticales marca Filterfab de DN 150 mm (6” de Ø) modelo C6-1480F con elemento filtrante 2035K907 con capacidad de flujo máximo de 1.90 MMSCFH @ 500 Psig (35.15 Kg/cm²).
- Medidor turbina marca Dresser de 6” modelo G-400 con conexiones bridadas en ANSI 600 Tipo RF y Computador Electrónico de flujo marca Eagle Research Corporation Modelo XARTU/1. MODBUS PEMEX. Incluye: puerto MODEM, dos puertos seriales, seis entradas análogas, y cinco lineales digitales de entrada y salida multipropósito. Entradas tipo RTD con resolución de 12- BIT; 3 cables con blindaje a tierra; bornera de 4 conexiones por entrada.
- Un transmisor de presión Multivariable marca Honeywell Modelo MVX 3000.
- Dos válvulas de corte automático DN 150 mm (6” de Ø) en ANSI 600 bridada Tipo RF las cuales cortaran el flujo por alta y baja presión.
- Dos trenes de regulación para bajar presión en dos etapas, contando con un arreglo Monitor-Trabajador utilizando reguladores marca MOONEY.
- Válvula de Seguridad bridada de DN 200 mm (8” de Ø) en ANSI 300.
- Trasmisor de presión ½” de Ø marca ROSEMOUNT a la salida de la ERM.



B) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo 1 Comercial.

El gas natural entrara a la estación a través de una válvula tipo candado de DN 20 mm (3/4" de Ø), después el gas llegara al regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 0.35 kg (5.00 psi). Después de regular, el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después el flujo de gas continúa hacia la salida de la ERM.

El regulador cuenta con una válvula de alivio interna la cual se relevará al superar la presión de calibración en dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM.

ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ERM CASETA TIPO 1 COMERCIAL:

- Un Medidor de diafragma Modelo AC - 250 de DN 20 mm (3/4" de Ø).
- Regulador B-42, cuerpo de DN 20 mm (3/4" de Ø) y orificio 1/8" Ø, Resorte blanco 4-5 PSI.
- Válvula tipo candado de DN 20 mm (3/4" de Ø).

C) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo 2 Comercial.

El gas natural entrara a la estación a través de una válvula tipo candado de DN 25 mm (1" de Ø), después el gas llegara al regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 0.35 kg (5 psi). Posteriormente el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, donde el flujo de gas continuará hacia la salida de la ERM.

El regulador cuenta con una válvula de alivio interna la cual se relevará al superar la presión de calibración en dado caso de que el regulador fallará y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM.

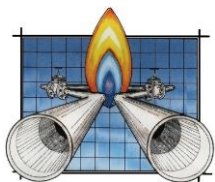
ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA CASETA TIPO 2 COMERCIAL:

- Un Medidor de diafragma Modelo AL-425 de DN 25 mm (1" de Ø).
- Regulador 1800 CPB2, cuerpo de DN 25 mm (1" de Ø) y orificio 5/16" Ø.
- Válvula tipo candado de DN 25mm (1" de Ø).

D) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo 3 Comercial.

El gas natural entrara a la estación a través de una válvula tipo candado de DN 25 mm (1" de Ø), después el gas llegara al regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 0.70 kg (10 psi). Después de regular el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después el flujo de gas continúa hacia la salida de la ERM.

El regulador cuenta con una válvula de alivio interna la cual se relevará al superar la presión de calibración en dado caso de que el regulador fallará y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM.



ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA CASETA TIPO 3 COMERCIAL:

- Un Medidor de diafragma Modelo AC-630 de DN 25 mm (1" de Ø).
- Regulador 1800CPB2, cuerpo de DN 25 mm (1" de Ø) y orificio 5/16" Ø.
- Válvula tipo candado de DN 25 mm (1" de Ø).

E) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo 4 Comercial.

El gas natural entrara a la estación a través de una válvula tipo candado de DN 20 mm (3/4" de Ø), después el gas llegara al regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 0.02 kg (0.26 psi). Después de regular el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después el flujo de gas continúa hacia la salida de la ERM.

El regulador cuenta con una válvula de alivio interna la cual se relevará al superar la presión de calibración en dado caso de que el regulador fallará y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM.

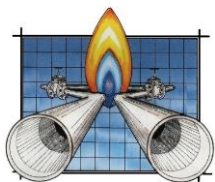
ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA CASETA TIPO 4 COMERCIAL:

- Un Medidor de diafragma Modelo BK-G4 de DN 20mm (3/4" de Ø).
- Regulador B-42, cuerpo de DN 20 mm (3/4" de Ø) y orificio 1/8" Ø, Resorte café de 6-8 "W.C.
- Válvula tipo candado de DN 20mm (3/4" de Ø).

F) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo A Comercial-Industrial.

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 que puedan llegar afectar en el correcto funcionamiento de los equipos delicados, posteriormente se encuentra el regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 0.70 kg (10 psi). Después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después 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 las válvula de esfera y globo de 50 mm (2" Ø) 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 0.84 Kg/cm² (12.00 Psi) la cual se relevará 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 CASETA TIPO A COMERCIAL-INDUSTRIAL:

- Un Filtro tipo Y con cedazo 1/32 micras y malla #100 de DN 50 mm (2" de Ø) bridado en ANSI 150.
- Un Medidor de flujo tipo pistón rotativo Modelo G-25 bridado RF de DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150.
- Regulador American Meter 1800CPB2, cuerpo de 1 ¼" y orificio 5/16".
- Válvula de seguridad Modelo 211 de DN 20 mm X 25 mm (1/2" x 3/4 de Ø) NPT.
- Válvula de esfera DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF.
- Válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF, accionada por volante.

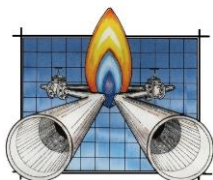
G) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo B Comercial-Industrial.

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 que puedan llegar afectar en el correcto funcionamiento de los equipos delicados, posteriormente se encuentra el regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 1.00 kg (14.22 psi). Después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después 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 las válvula de esfera y globo de 50 mm (2" Ø) 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 1.20 Kg/cm² (17.06 Psi) la cual se relevará 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 CASETA TIPO B COMERCIAL-INDUSTRIAL:

- Un Filtro tipo Y con cedazo 1/32 micras y malla #100 de DN 50 mm (2" de Ø) bridado en ANSI 150.
- Un Medidor de flujo tipo pistón rotativo Modelo G-65 bridado RF de DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150.
- Regulador CL34-2IM, cuerpo de 2", orificio 3/8", resorte verde/blanco 7-17 psi.
- Válvula de seguridad Modelo 211 de DN 20 mm X 25 mm (3/4" x 1" de Ø) NPT.
- Válvula de esfera DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF.
- Válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF, accionada por volante.



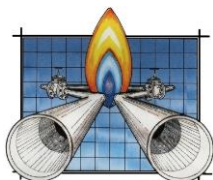
H) Filosofía de operación de la ERM Caseta Tipo C Industrial.

El gas natural entrara a la estación a través de una brida de DN 80 mm (3" de Ø), después el gas llegara a un filtro tipo "Y" de DN 50 mm (2" Ø), para limpiarlo de impurezas que puedan llegar afectar en el correcto funcionamiento de los equipos delicados, posteriormente se encuentra el regulador el cual bajara la presión de 4.00 kg (56.89 psi) a 2.04 kg (29.00 psi). Después de regular el flujo el gas fluirá hacia el medidor donde será medido, después 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 las válvula de esfera y globo de 50 mm (2" Ø) 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 2.44 Kg/cm² (34.80 Psi) la cual se relevará 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 CASETA TIPO C INDUSTRIAL:

- Un Filtro tipo Y con cedazo 1/32 micras y malla #100 de DN 50 mm (2" de Ø) bridado en ANSI 150.
- Un Medidor de flujo tipo pistón rotativo Modelo G-160 bridado RF de DN 80 mm (3" de Ø) ANSI 150.
- Regulador CL34-2IM, cuerpo bridado de 2", orificio 1/2", resorte plata 29-60 psi.
- Válvula de seguridad Modelo 211 de DN 25 mm X 25 mm (1" x 1-1/4" de Ø) NPT.
- Válvula de esfera DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF, accionada por palanca.
- Válvula de esfera DN 80 mm (3" de Ø) ANSI 150 bridada RF, accionada por palanca.
- Válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 150 bridada RF, accionada por volante.



I.4.2 Condiciones de operación.

Las condiciones de operación del proyecto se indican a continuación:

Tabla 4 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la City Gate “Nogales”.

City Gate “Nogales”	SCMD ¹	MMSCFD ²	SCMH ³	SCFH ⁴
Consumo mínimo inicial	103 435.92	3.653	4 309.83	152 208.33
Consumo máximo	215 491.203	7.61	8 978.80	317 083.33

- ✓ Presión máxima de entrada= 809 psig (56.88 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 500 psig (35.15 kg/cm²)
- ✓ Presión de diseño= 809 psig (56.88 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 58.00 psig (4.08 kg/cm²)

Tabla 5 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 01 Comercial.

ERM Tipo 01 Comercial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.014	17.00

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 9.96 psig (0.70 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 5.00 psig (0.35 kg/cm²)

Tabla 6 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 02 Comercial.

ERM Tipo 02 Comercial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.022	26.50

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 9.96 psig (0.70 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 5.00 psig (0.35 kg/cm²)

¹ Metros Cúbicos Estándar por Día.

² Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día.

³ Metros Cúbicos Estándar por Hora.

⁴ Pies Cúbicos por Hora.

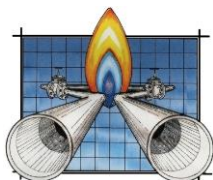


Tabla 7 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 03 Comercial.

ERM Tipo 03 Comercial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.037	43.50

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 17.78 psig (1.25 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 10.00 psig (0.70 kg/cm²)

Tabla 8 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo 04 Comercial.

ERM Tipo 04 Comercial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.005	5.40

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 17.78 psig (1.25 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 0.26 psig (0.02 kg/cm²)

Tabla 9 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo A Comercial-Industrial.

ERM Tipo A Comercial-Industrial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.053	62.00

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 21.33 psig (1.50 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 10.00 psig (0.70 kg/cm²)

Tabla 10 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo B Comercial-Industrial.

ERM Tipo B Comercial-Industrial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.157	185.00

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 56.89 psig (4.00 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 17.78 psig (1.25 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 14.22 psig (1.00 kg/cm²)

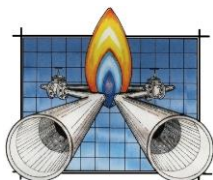


Tabla 11 Condiciones de operación (Flujo y Presión) en la ERM Tipo C Industrial.

ERM Tipo C Industrial	MMSCFD	SCMH
Consumo máximo	0.458	540.62

- ✓ Presión máxima de entrada= 99.56 psig (7.00 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de entrada= 57.20 psig (4.02 kg/cm²)
- ✓ Presión máxima de salida= 34.70 psig (2.44 kg/cm²)
- ✓ Presión mínima de salida= 29.00 psig (2.04 kg/cm²)

Tabla 12 Instalaciones superficiales: City Gate y Estaciones de Regulación y Medición.

Nombre	Pasos de Regulación	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	Regulada	Entrada	Regulada	Min	Norm	Max
CG “Tecate”	2	809 (56.88)	99.56 (7.00)	809 (56.88)	99.56 (7.00)	3.653	5.631	7.61
ERM Tipo 01	1	56.89 (4.0)	5 (0.35)	--	--	0.014	0.014	0.014
ERM Tipo 02	1	56.89 (4.0)	5 (0.35)	--	--	0.022	0.022	0.022
ERM Tipo 03	1	56.89 (4.0)	10 (0.70)	--	--	0.037	0.037	0.037
ERM Tipo 04	1	56.89 (4.0)	0.26 (0.02)	--	--	0.005	0.005	0.005
ERM Tipo A	1	56.89 (4.0)	10 (0.70)	--	--	0.053	0.053	0.053
ERM Tipo B	1	56.89 (4.0)	14.22 (1.0)	--	--	0.157	0.157	0.157
ERM Tipo C	1	56.89 (4.0)	29 (2.04)	--	--	0.458	0.458	0.458

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

Para mayor detalle **Ver Anexo 1** el plano GNN-SON-NOG-ASEA-CL-21_01 (REV C)(070521).

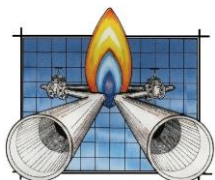
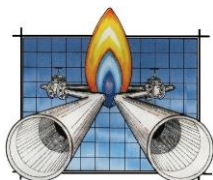


Figura 4 Clases de Localización del Proyecto.

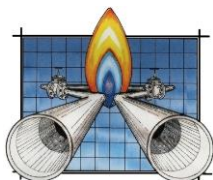
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



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).



Índice

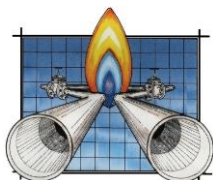
II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.	3
II.1.1. Zonas Vulnerables.	3
II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.	12
II.2.1 Clima.	12
II.2.2 Geomorfología.	18
II.2.3 Geología.	21
II.2.4 Edafología.	26
II.2.5 Hidrología.	28
II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.	32
II.2.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).	33

Índice de Tablas

Tabla 1 Zonas Vulnerables dentro del AiP del Proyecto.	3
Tabla 2 Principales Localidades Presentes en el AiP del Proyecto.	6
Tabla 3 Tipos de Climas existentes en el Área de Influencia del Proyecto (AIP).	12
Tabla 4 Normales Climatológicas.	15
Tabla 5 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2010 al 2019.	16
Tabla 6 Características de la Provincia Fisiográfica donde incide el SAR.	18
Tabla 7 Distribución de Geología presente en el AIP.	23
Tabla 8 Tipos de Suelo Presentes en el AIP.	26
Tabla 9 Características de la Región Hidrológica donde se ubica el AIP.	28
Tabla 10 Uso de Suelo y Vegetación en el AIP.	32

Índice de Figuras

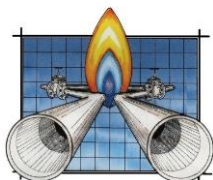
Figura 1 Zonas Vulnerables dentro del AiP del proyecto.	4
Figura 2 Zonas Vulnerables dentro del AiP del proyecto.	5
Figura 3 Localidades dentro del AiP del proyecto (1 de 2).	6
Figura 4 Localidades dentro del AiP del proyecto (2 de 2).	7
Figura 5 Centros Médicos y Hospitales dentro del AiP del proyecto (1 de 2).	8
Figura 6 Centros Médicos y Hospitales dentro del AiP del proyecto (2 de 2).	9
Figura 7 Centros comerciales dentro del AiP del proyecto (1 de 2).	10
Figura 8 Centros comerciales dentro del AiP del proyecto (2 de 2).	11
Figura 9 Tipos de Climas existentes en el SAR del proyecto.	12
Figura 10 Valores de precipitación existentes en el AIP.	13
Figura 11 Valores de temperatura existentes en el AIP.	14
Figura 12 Características geológicas del AIP.	22



Estudio de Riesgo (ER)
**“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona geográfica
Sonora (Nogales)”**
Estado de Sonora.

II

Figura 13 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País.	24
Figura 14 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México.	25
Figura 15 Edafología presente en el AIP.	26
Figura 16 Región Hidrológica en la que incide el proyecto.	28
Figura 17 Cuenca Hidrológica en la que incide el proyecto.	29
Figura 18 Subcuenca Hidrológica en la que incide el proyecto.	30
Figura 19 Uso de Suelo y Vegetación en el AIP.	32



II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

De acuerdo a lo establecido en la Guía para la elaboración d ellos Análisis de Riesgos del sector Hidrocarburos (ARSH) publicada por la ASEA, los receptores de riesgo a considerar en el presente estudio son el Medio ambiente y Población, por lo que a continuación se describen las características Medio ambientales y Socioeconómicas de la zona donde se localizará el proyecto, tomando para tal fin, la información del área Buffer de 800 m a partir de los límites del predio, considerada también como Área de Influencia del Proyecto (AIP) para efectos del presente Análisis de Riesgos.

II.1.1. Zonas Vulnerables.

A) Zonas Vulnerables.

En el Área de Influencia del proyecto “Sistema de Distribución de Gas Natural en la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”, se encuentran vulnerables las zonas que se presenta a continuación, para mayor detalle revisar el **ANEXO 16 Listados de la Descripción del Entorno**.

Tabla 1 Zonas Vulnerables dentro del AiP del Proyecto.

No.	Tipo de Zona Vulnerable	Nombre de la Zona
1	Aduana	México
2	Aduana	México
3	Aduana	México
4	Universidad	UVM, Unidad Nogales
5	Universidad	Universidad Durango Santander, Campus Nogales
6	Estación de Ferrocarril	Estación Ferroviaria de Nogales
7	Universidad	UNIDEP, Unidad Nogales
8	Universidad	Instituto Tecnológico de Nogales
9	Universidad	UPN, Unidad 26 C Nogales
10	Universidad	Escuela de Enfermería Pablo de Anda
11	Hospital	Hospital del Socorro
12	Instalaciones de Entretenimiento	Plaza de Toros de Nogales
13	Hospital	Hospital General de Nogales
14	Universidad	Universidad CEUNO
15	Puerto Fronterizo	Mariposa

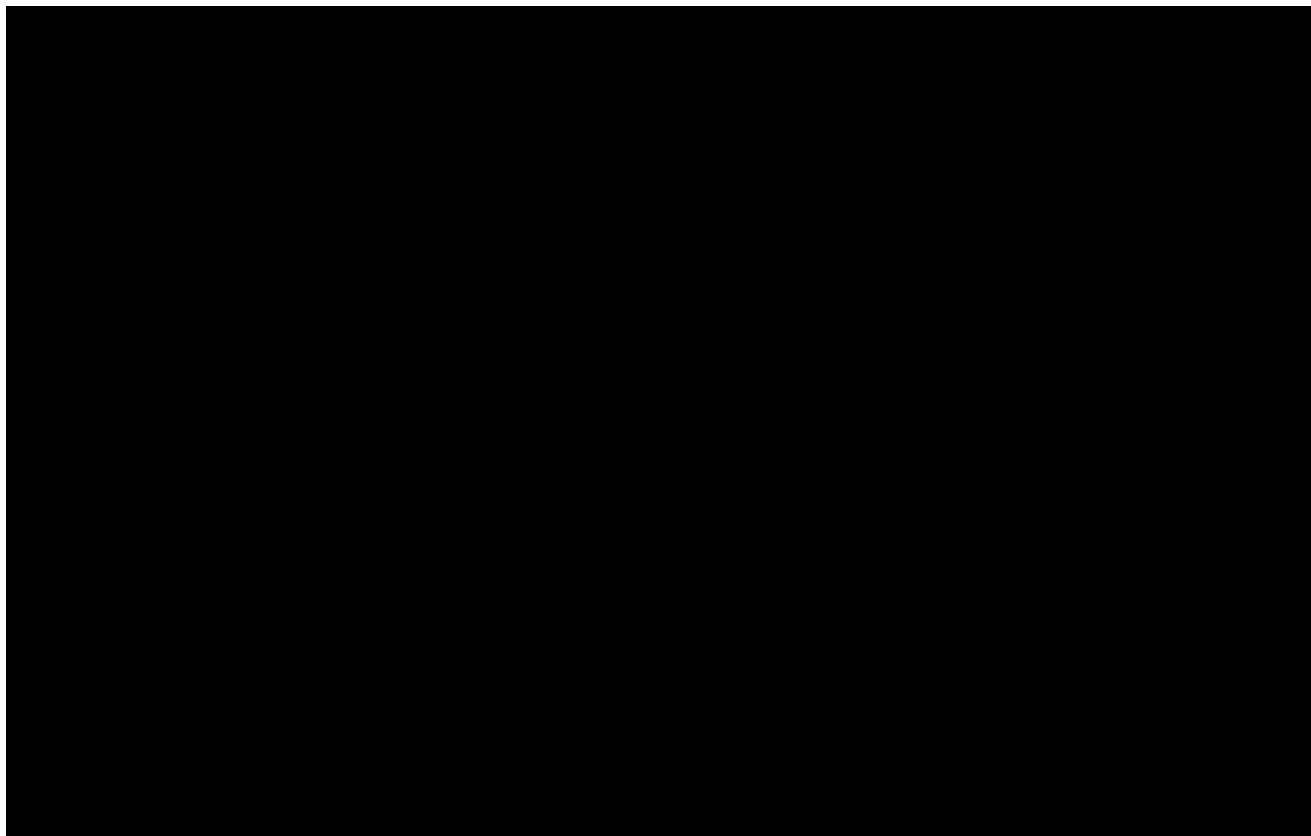
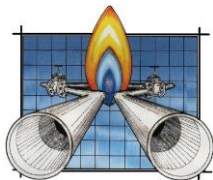


Figura 1 Zonas Vulnerables dentro del AiP del proyecto.

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

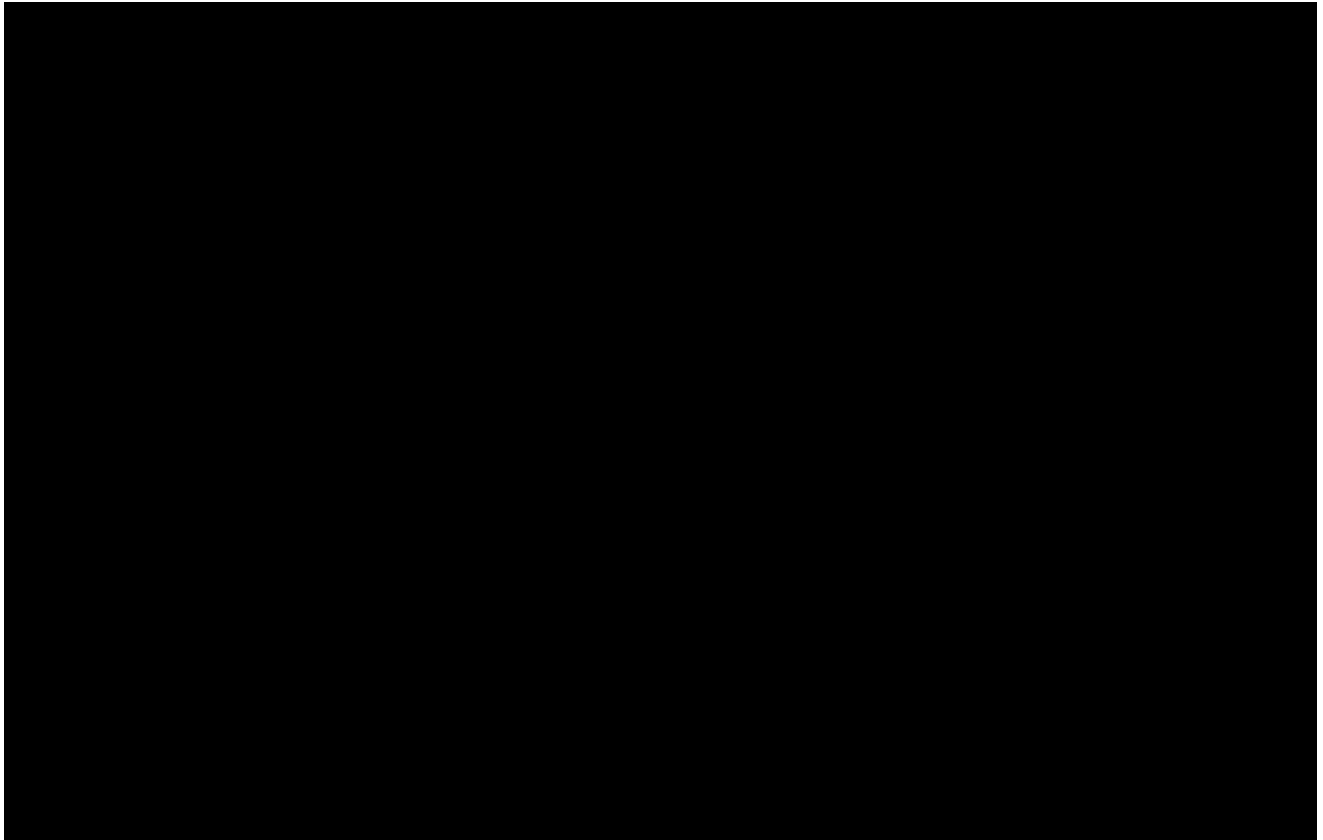
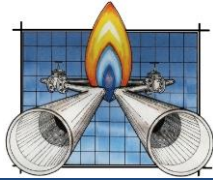
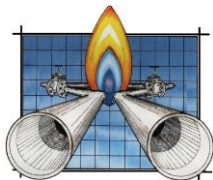


Figura 2 Zonas Vulnerables dentro del AiP del proyecto.

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



B) Localidades Urbanas y Rurales.

El listado de las localidades urbanas y rurales que inciden dentro del AiP del proyecto se puede revisar a detalle en el **ANEXO 16 Listados de la Descripción del Entorno**.

Tabla 2 Principales Localidades Presentes en el AiP del Proyecto

No.	Nombre de la Localidad
1	Edna Alicia
2	Los Tres García
3	Estación Cuarentena

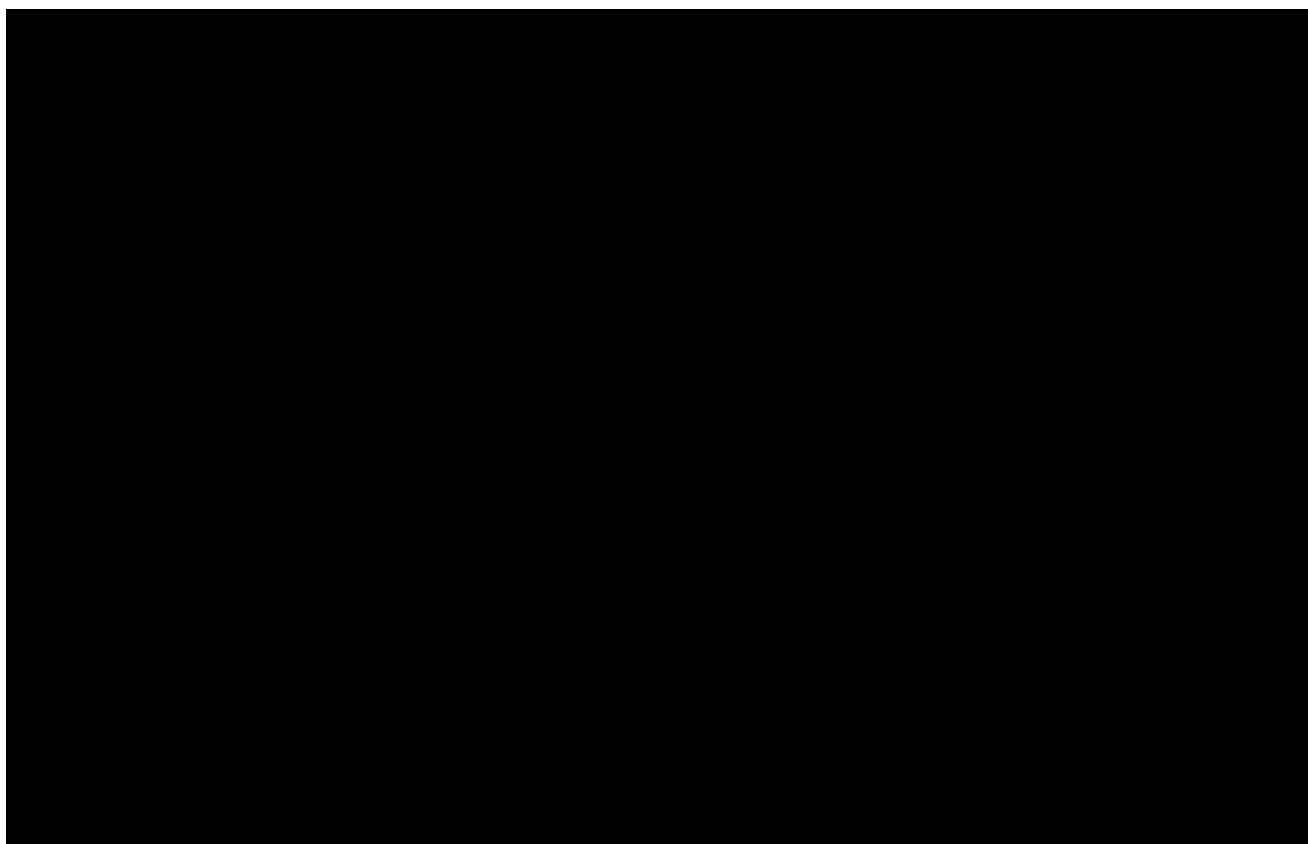


Figura 3 Localidades dentro del AiP del proyecto (1 de 2).

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

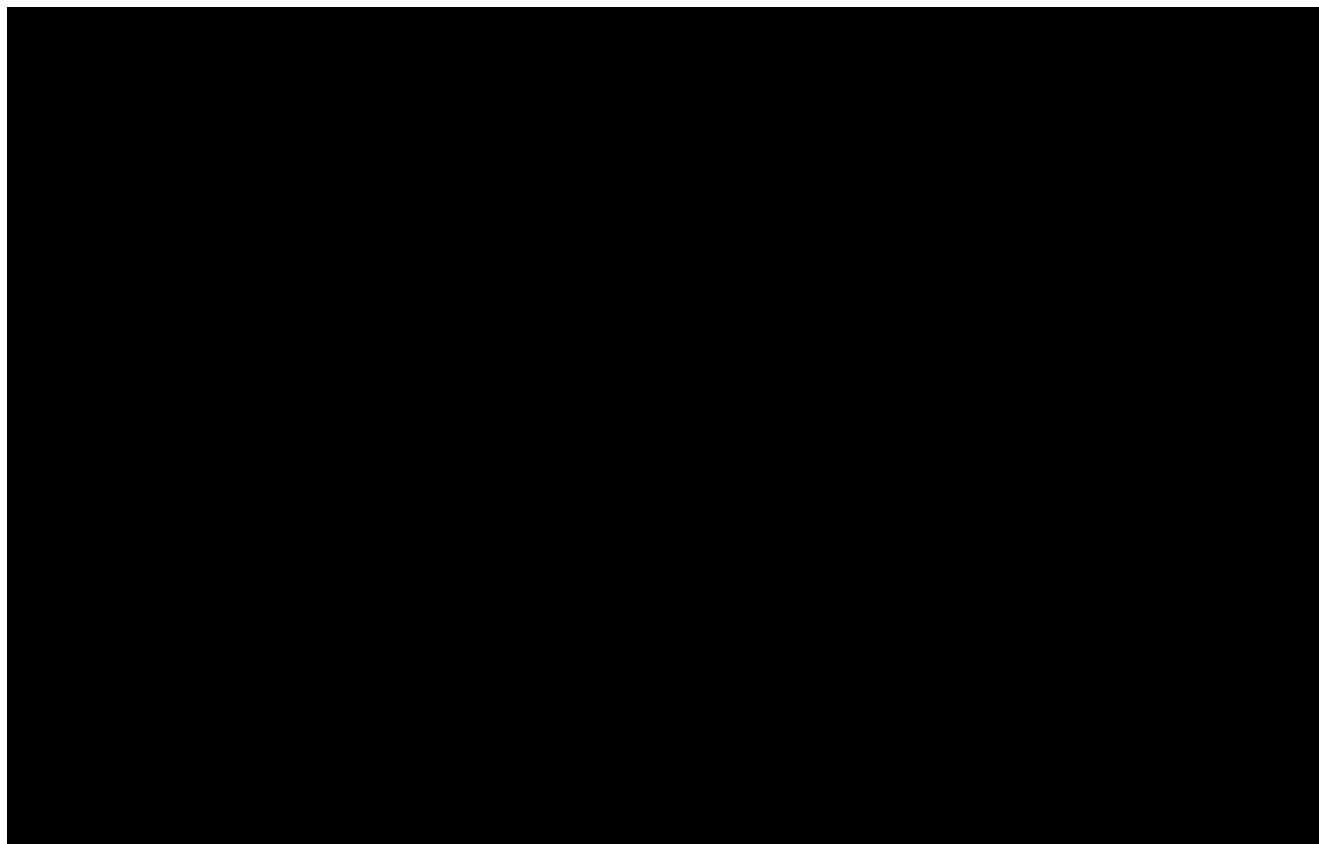
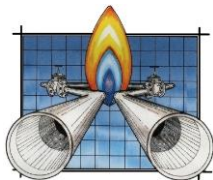
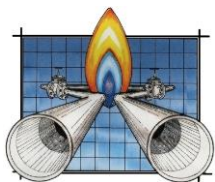


Figura 4 Localidades dentro del AiP del proyecto (2 de 2).
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



C) Centros Médicos y Hospitales.

El listado de Centros médicos y hospitales que inciden dentro del AiP del proyecto se puede revisar a detalle en el **ANEXO 16 Listados de la Descripción del Entorno**.

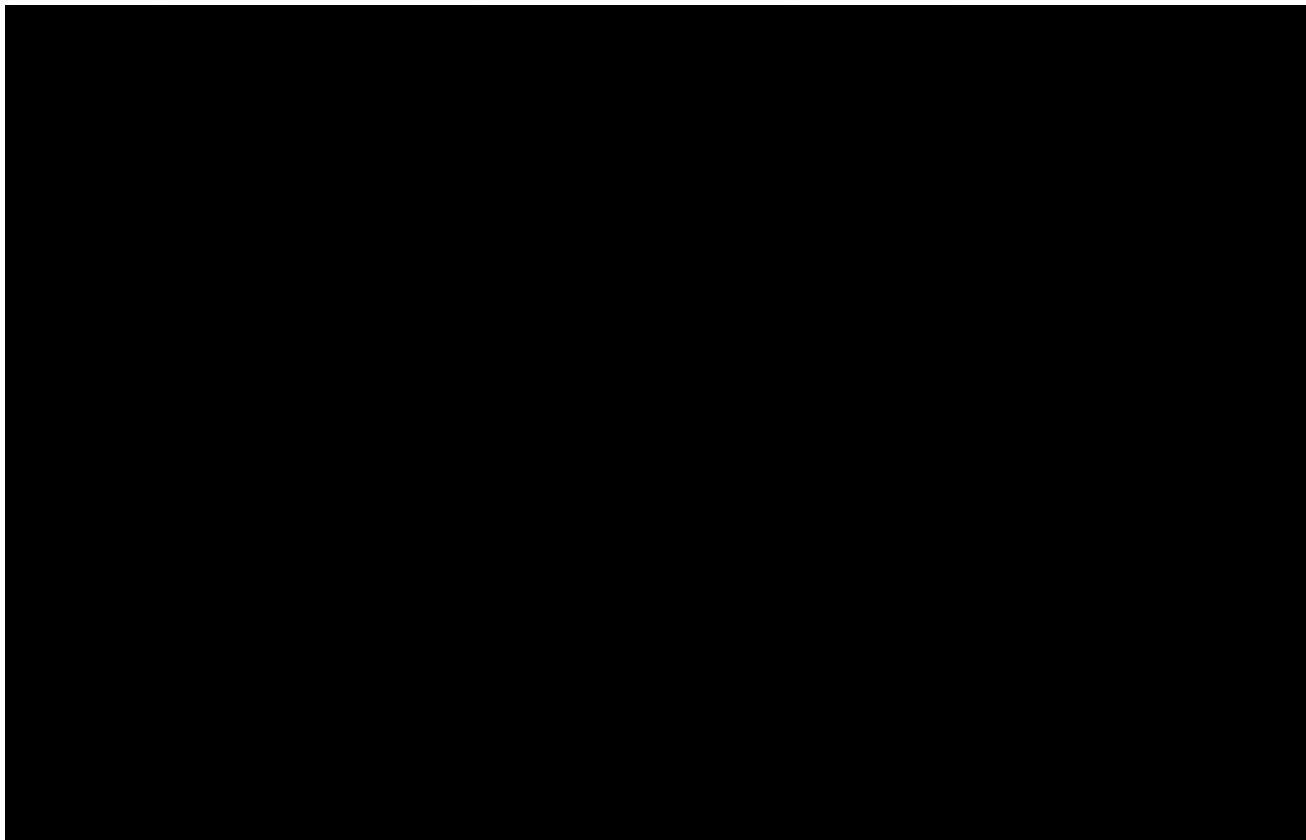


Figura 5 Centros Médicos y Hospitales dentro del AiP del proyecto (1 de 2).

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

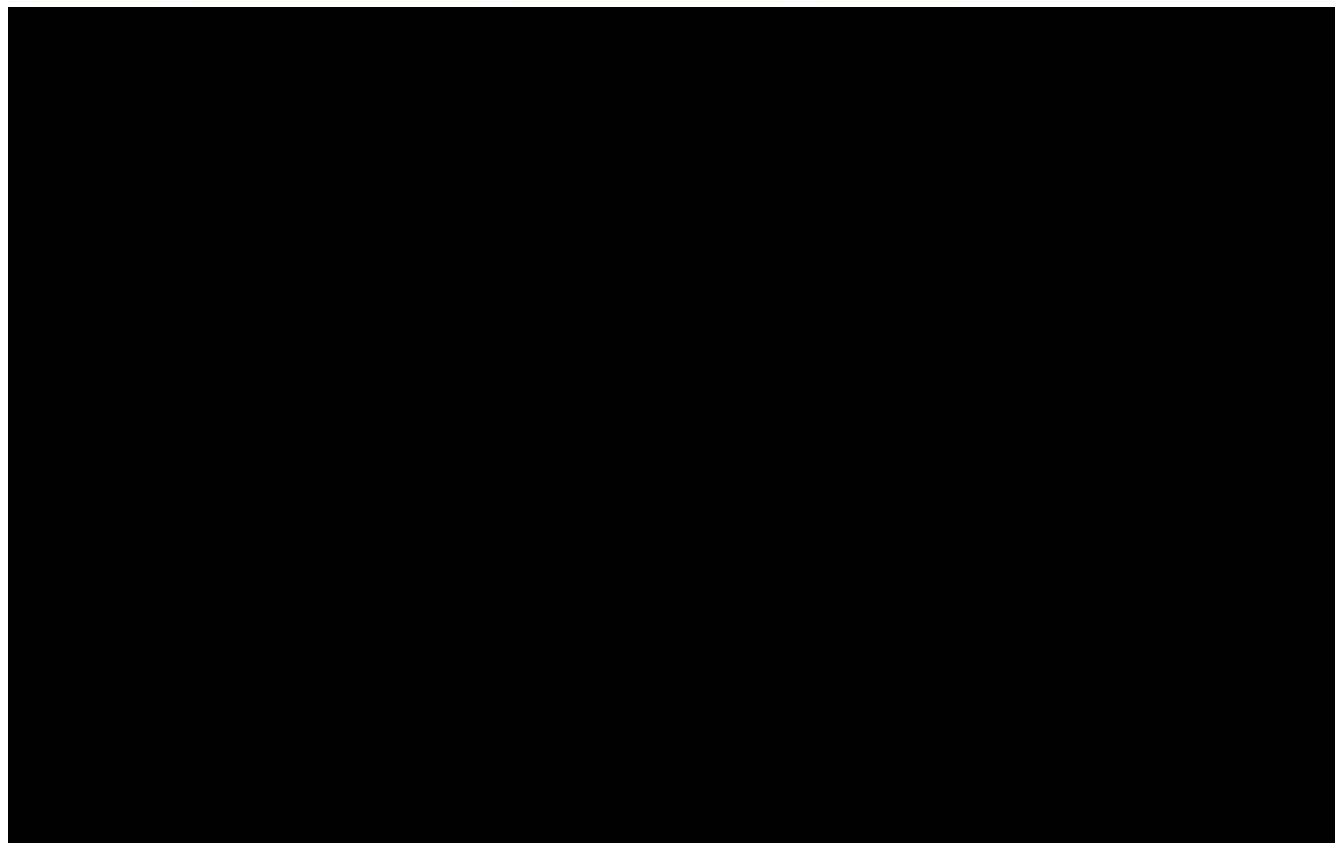
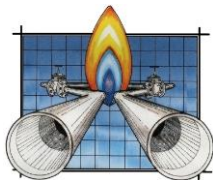
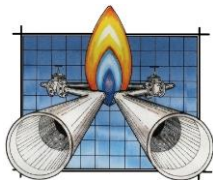


Figura 6 Centros Médicos y Hospitales dentro del AiP del proyecto (2 de 2).
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



D) Centros Educativos

El listado de Centros educativos que inciden dentro del AiP del proyecto se puede revisar a detalle en el **ANEXO 16 Listados de la Descripción del Entorno**.

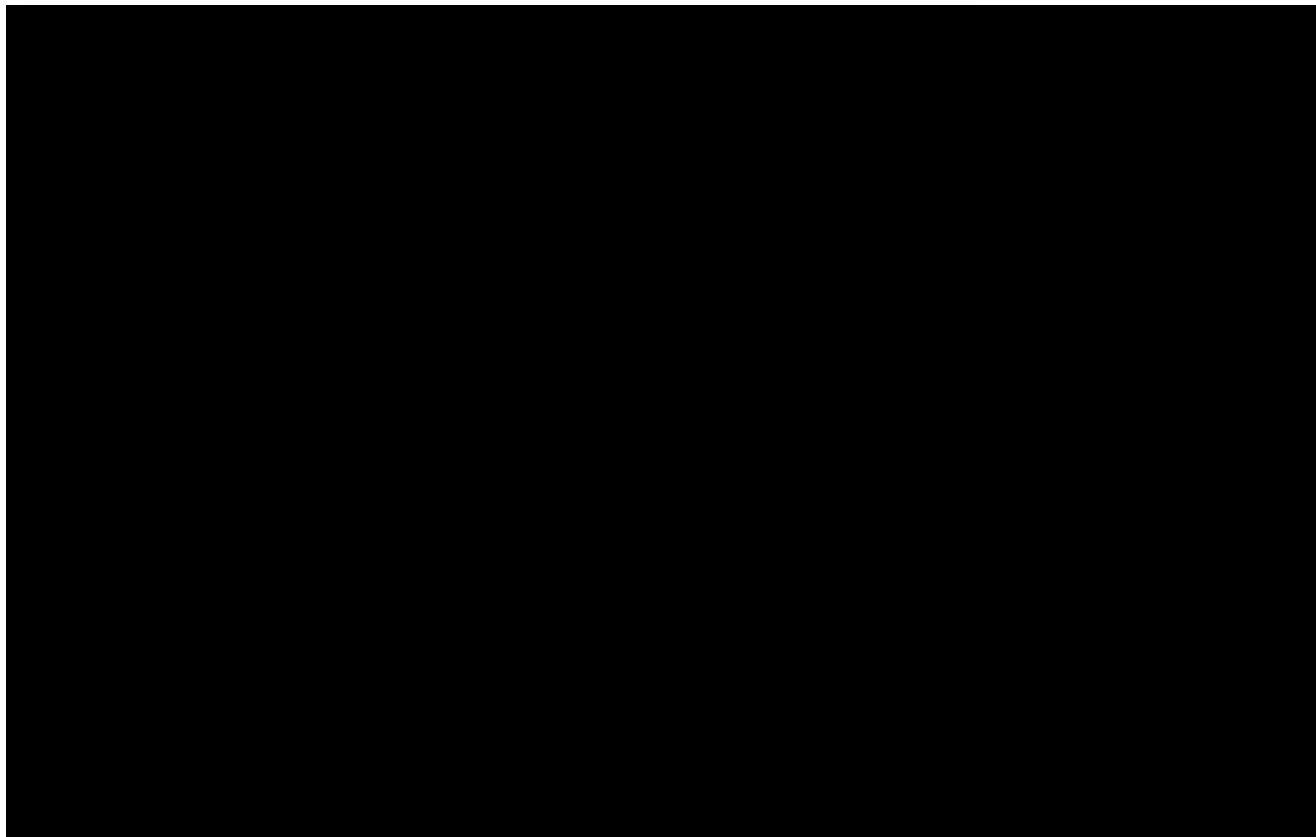


Figura 7 Centros comerciales dentro del AiP del proyecto (1 de 2).

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

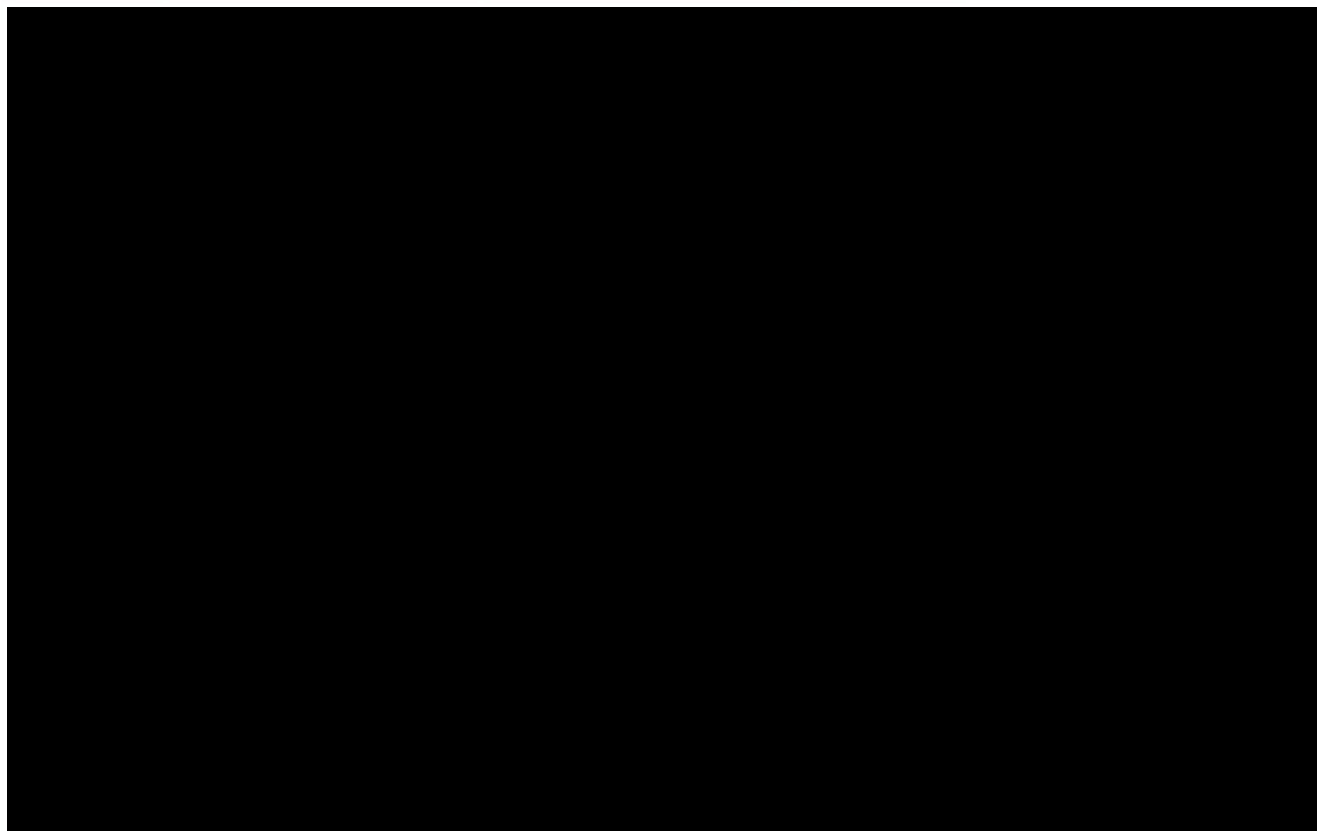
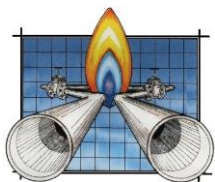
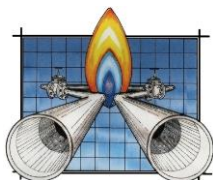


Figura 8 Centros comerciales dentro del AiP del proyecto (2 de 2).
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.

II.2.1 Clima.

El tipo de clima existente en el área de Influencia del proyecto, según la clasificación de Köppen modificada por Enriqueta García (1981) es el BS1k(x'), que corresponde a un tipo de clima, Semiárido, templado.

Tabla 3 Tipos de Climas existentes en el Área de Influencia del Proyecto (AIP).

Clima	Descripción
BS1k(x')	Semiárido, templado, temperatura media anual entre 12°C y 18°C, temperatura del mes más frío entre -3°C y 18°C, temperatura del mes más caliente menor de 22°C. Lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual.

(CONABIO, Portal de Geoinformación)

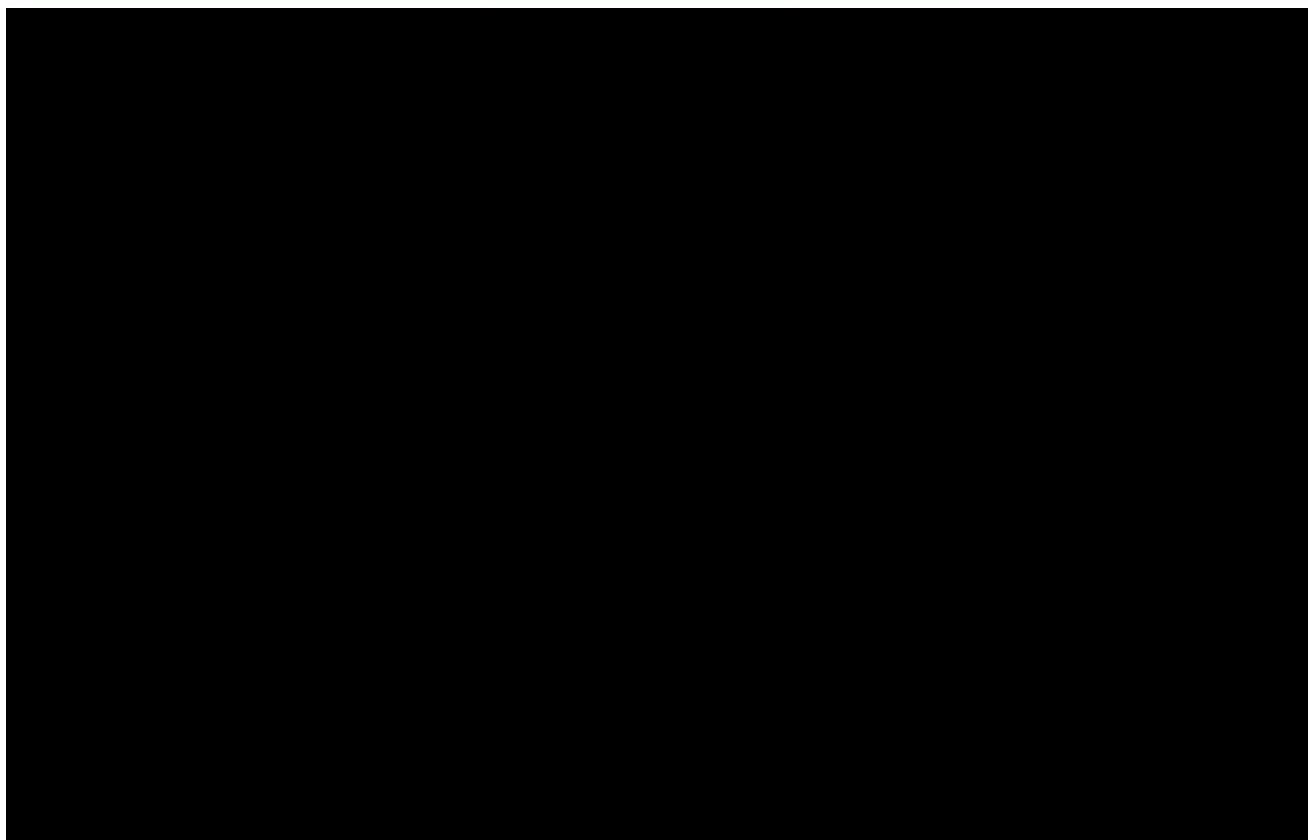
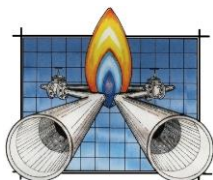


Figura 9 Tipos de Climas existentes en el SAR del proyecto.
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



A.1 Precipitación

De acuerdo con lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de los valores de precipitación a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, la totalidad del AIP del proyecto presenta valores de precipitación entre 400 a 500 mm.

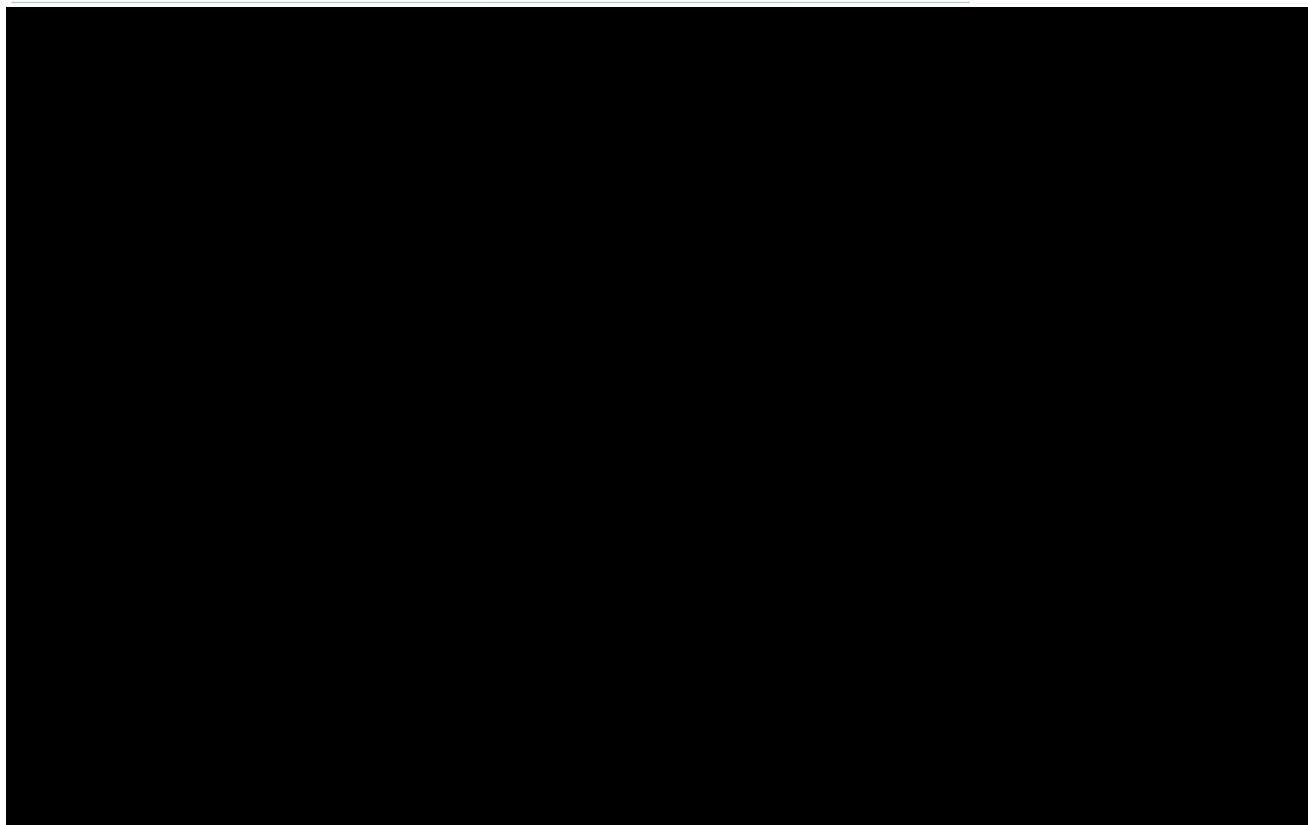


Figura 10 Valores de precipitación existentes en el AIP.

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

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 AIP, se presentan temperaturas anuales con valores entre 16°C y 18°C.

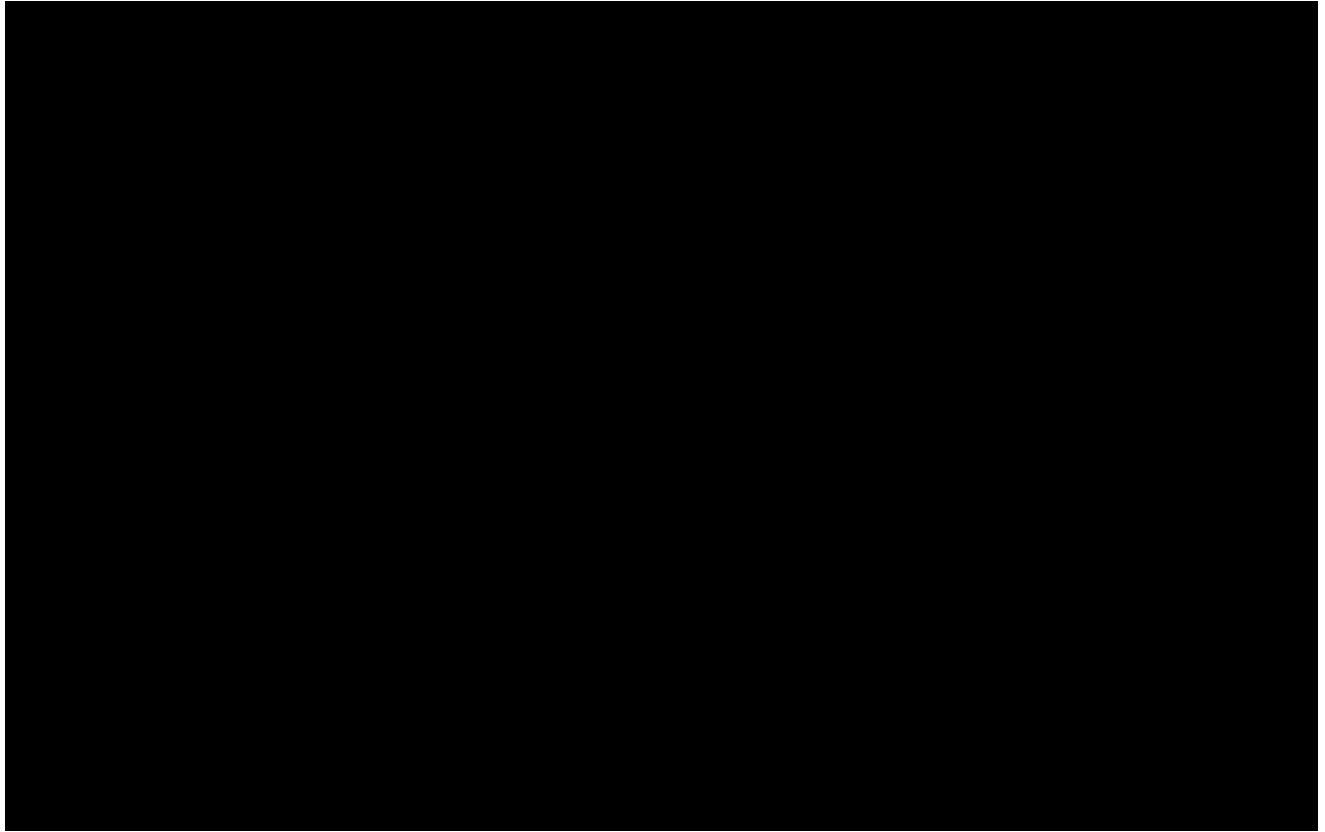
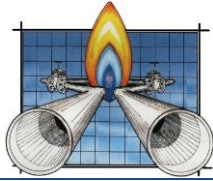


Figura 11 Valores de temperatura existentes en el AIP.

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

A.3 Normales Climatológicas

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

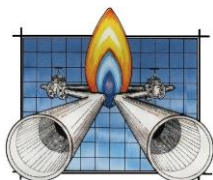


Tabla 4 Normales Climatológicas.

ESTADO DE: SONORA						PERIODO: 1981-2010							
ESTACIÓN: 26062 NOGALES (DGE)				Latitud: 31° 19' 07"			Longitud: 110° 56' 45"			ALTURA: 1 200 MSNM			
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)													
Normal	17.8	18.1	21.0	24.9	29.3	34.1	33.5	32.1	30.7	26.4	21.2	17.3	25.5
TEMPERATURA MEDIA (°C)													
Normal	10.1	10.6	13.1	16.6	20.8	25.6	26.4	25.3	23.4	18.8	13.5	9.9	17.8
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)													
Normal	2.3	3.1	5.2	8.2	12.3	17.0	19.3	18.5	16.2	11.1	5.8	2.5	10.1
PRECIPITACIÓN (mm)													
Normal	24.7	27.7	19.5	8.1	5.0	10.0	110.5	115.1	52.0	32.7	21.5	28.1	454.9

Fuente: Comisión Nacional del Agua (CNA)

De acuerdo a la tabla anterior, los valores de precipitación y temperatura promedios en el SAR del proyecto son 454.9 mm anuales y 17.8°C, así mismo de acuerdo a los datos consultados en el Instituto Nacional de Investigaciones Forestales Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) la velocidad del viento promedio es de 2 m/s y el promedio histórico de humedad relativa es de 80%

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 2010 al 2020.

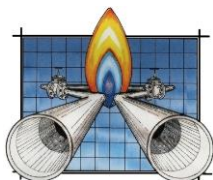
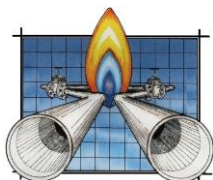


Tabla 5 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2010 al 2019.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2020	Pacífico	Hernan	DT	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero.
	Atlántico	Cristóbal	TT	Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz, Oaxaca, Chiapas.
		Hanna	TT	Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila
		Nana	TT	Chiapas, Campeche, Tabasco, Oaxaca.
		Gamma	TT	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas
		Delta	H2	Quintana Roo, Yucatán, Campeche
		Zeta	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche
2019	Atlántico	De acuerdo con los datos del Servicio Meteorológico Nacional, ningún Huracán o Tormenta Tropical tocó tierra.		
	Pacífico			
	Atlántico			
2018	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.
	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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona geográfica Sonora (Nogales)”

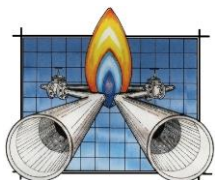
Estado de Sonora.

II

		Juliette	TT	Sinaloa y Baja California Sur.
		Lorena	TT	Michoacán, Jalisco, Colima, Nayarit y Sinaloa.
		Manuel	H1	Guerrero, Michoacán, Colima y Jalisco.
		Sonia	TT	Sinaloa.
	Atlántico	Barry	TT	Campeche y Veracruz.
		Fernand	TT	Campeche y Veracruz.
		D.T. 8	DT	Tamaulipas.
		Ingrid	H1	Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.
		Karen	TT	Yucatán y Quintana Roo.
		Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
2012	Pacífico	Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur.
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca.
				Oaxaca y Chiapas.
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas e Hidalgo.
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco.
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz.
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche.
		Hermine	TT	Tamaulipas.
		DT 2	DT	Tamaulipas.
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León.

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

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)



II.2.2 Geomorfología.

El AIP se localiza al norte del estado de Sonora, dentro de la delimitación de las Provincias Fisiográficas denominadas Sierras y Llanuras del Norte y Sierra Madre Occidental, dentro de las Subprovincias Fisiográficas conocidas como Llanuras y Médanos del Norte y Sierras y Valles del Norte, donde existen sistemas de topoformas conformados principalmente por Valle Intermontano, Lomerío Escarpado, Llanura Aluvial y Sierra Alta.

Tabla 6 Características de la Provincia Fisiográfica donde incide el SAR.

Provincia Fisiográfica	Subprovincia Fisiográfica	Sistema de Topoformas
Sierras y Llanuras del Norte y Sierra Madre Occidental	Llanuras y Médanos del Norte y Sierras y Valles del Norte	Llanura Aluvial
		Lomerío Escarpado
		Sierra Alta
		Valle Intermontano

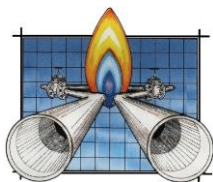
A continuación, se describen las características de las Provincias Fisiográficas.

- ❖ **Provincia Fisiográfica Sierras y Llanuras del Norte:** Es una provincia fisiográfica de la Región Norte de México. Junto con la Mesa del Centro y los valles centrales del Eje Neovolcánico, se consideran parte de la Altiplanicie mexicana, un término en desuso científico pero extenso uso informal.

Las Sierras y Llanuras del Norte ocupan gran parte del estado de Chihuahua, así como fragmentos de Coahuila, Durango y Sonora. Se encuentran enclavadas entre las Sierras Madre Occidental y Oriental, que se tocan en su límite meridional para dar paso, más al sur, a la Mesa del Centro. Así, la región forma cuencas endorreicas llamadas bolsones, el más famoso de los cuales es el Bolsón de Mapimí.

Debido a su ubicación en la sombra orográfica y su altitud no tan elevada (alrededor de 1000 a 1300 metros sobre el nivel del mar), el clima es mayormente cálido y desértico o semidesértico. Como tal, las Sierras y Llanuras del Norte se encuentran cubiertas en gran medida por matorrales y pastizales. Estos se ubican en grandes desiertos, como el de Chihuahua, que con sus 450 000 a 520 000 km² (dependiendo de la fuente e incluyendo la zona correspondiente a los Estados Unidos) es el mayor desierto de Norteamérica.

- ❖ **Provincia Fisiográfica Sierra Madre Occidental:** Es el sistema montañoso más espacioso del territorio nacional, abarcando todo el oeste mexicano y el extremo suroccidental de los Estados Unidos, siendo una continuación de las Montañas Rocallosas en Canadá y los Estados Unidos. Cubre una extensión de 289.000 km², lo que representa la **sexta parte** del territorio de México.



Limita al Norte con Estados Unidos y la provincia de las Sierras y Llanuras del Norte; al Este, tiene límites con las provincias de la Sierras y Llanuras del Norte y la provincia de la Mesa del Centro; por el Sur, limita con la provincia del Eje Neovolcánico; y en la porción Oeste, limita con las Provincias de la Llanura Sonorense y la provincia de la Llanura Costera del Pacífico.

La **Sierra Madre Occidental** se extiende en dirección noroeste a Suroeste casi en forma paralela a las costas del océano Pacífico y Mar de Cortés; recorriendo en sus 1400 km de longitud los estados de Sonora, Chihuahua, Sinaloa, Durango, Zacatecas, Aguascalientes, Nayarit, y Jalisco. Se inicia en el límite internacional con el estado de Arizona, E.U.A., y termina aproximadamente en el río Santiago, a la altura del estado de Nayarit, en donde se conecta con la Sierra Volcánica Transversal o Eje Neovolcánico.

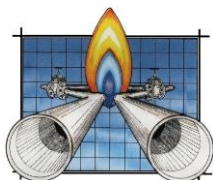
La **Sierra Madre Occidental**, está separada del golfo de California por una amplia llanura costera que se ensancha hacia el desierto de Sonora (Noroeste de México). Sus montañas con una altitud media de 2,440 m y una máxima que alcanza los 3,500 m, constituyen el borde occidental de la árida altiplanicie Mexicana, integrando un vasto y elevado escarpe cortado por ríos que fluyen hacia el Oeste, como el Río Fuerte y el Río Grande de Santiago, formando profundos cañones, conocidos como barrancas, que pueden superar los 1,000 m de profundidad y rivalizan con el Gran Cañón en magnitud. Son siete las barrancas que integran la sierra; las más espectaculares son la **Barranca del Cobre** y la **Barranca de Urique** (que desciende hasta los 1879 m de altura), surcadas por grandes ríos, entre ellos el Conchos que irriga gran parte del estado de Chihuahua.

La vegetación de este sistema montañoso varía con la temperatura y la humedad. Predomina un clima templado, por lo que la vegetación de las tierras altas consiste fundamentalmente en bosques de pinos y robles. En algunas laderas expuestas a fuertes vientos, por encima de la zona de pinos (sobre los 1.980 m de altitud), los bosques nublados contienen especies de enormes hojas anchas perennifolias. Como la humedad se incrementa hacia el Sur, la vegetación de las tierras bajas comprende un amplio abanico de especies, desde las desérticas del Norte hasta las tropicales del Sur.

Fuente: INEGI. Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México.

- ❖ **Provincia Fisiográfica Sierra Madre Oriental:** es una cadena montañosa angosta y alargada de aproximadamente 1350 kilómetros de longitud y de 80 a 100 km de amplitud; que se extiende desde el sur del Río Bravo y corre paralela al Golfo de México hasta unirse con el Eje Neovolcánico, que separa América del Norte de América Central.

Las montañas de la provincia de Sierra Madre Oriental están constituidas por rocas sedimentarias de origen marino, calizas y lutitas, principalmente de la era mesozoica; los estratos de estas rocas están doblados a manera de grandes pliegues que forman una sucesión de crestas alternadas con bajos; las cumbres oscilan entre los 2,000 y 3,000 m. Al oeste de Ciudad Victoria existen ventanas erosionables que permiten observar los afloramientos de rocas más antiguas de esta provincia: rocas metamórficas como gneises y esquistos del Precámbrico y del Paleozoico que constituyen el basamento de la sierra.



Al noroeste de Monterrey esta cadena es baja y está poco definida, con pocos picos que alcanzan los 2.700 m de altitud. Al sur, la cadena presenta una mayor elevación, con picos como el cerro Potosí (3.713 m) y el cerro Peña Nevada (3.660 m). Varios ríos fluyen hacia el este a través de la cordillera, destacando el río Moctezuma, que drena la mesa Central a lo largo de su recorrido hacia el golfo de México. Muchas de las rocas que configuran esta cordillera están compuestas por carbonatos, que han dado lugar a la formación de profundas cuevas.

La Sierra Madre Oriental es hogar de una diversidad de flora y fauna impresionantes, algunas de ellas son especies endémicas. Biogeográficamente se incluye dentro de la región de los bosques madrenses de pino-encino.

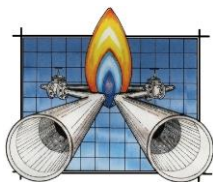
A pesar que la mayor parte de la Sierra Madre Oriental se encuentra en México, pertenecen a ella los Chisos Mountains y el Parque Nacional Big Bend en el suroeste de Texas, apenas dividido por el Río Bravo o Grande del Norte, ya que su flora y fauna son similares a las que pueblan la parte de México.

Fuente: INEGI. Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México.

A continuación, se presenta una descripción de las Subprovincias en la que se localiza el AIP y se pretende desarrollar el proyecto.

- ❖ **Subprovincia Llanuras y Médanos del Norte:** Esta subprovincia se caracteriza por tener una fuerte presencia de lluvias aluviales, sierras escarpadas y campos de dunas.
- ❖ **Subprovincia Sierras y Valles del Norte:** Esta subprovincia está formada principalmente por sierras entre las cuales se localizan amplios valles paralelos con orientación norte-sur. En las sierras dominan las rocas volcánicas ácidas y en los valles abundan los materiales sedimentarios continentales (conglomerados del Terciario).

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



II.2.3 Geología.

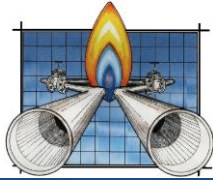
La geología presente en el AIP está conformada y predominado por Rocas ígneas extrusivas, de acuerdo con la carta geológica del INEGI.

- ❖ **Suelo Aluvial:** Los suelos aluviales son suelos de origen fluvial, poco evolucionados aunque profundos. Aparecen en las vegas de los principales ríos. Se incluyen dentro de los fluvisolescalcáricos y eútricos, así como antosoles áricos y cumúlicos, si la superficie presenta elevación por aporte antrópico, o bien si han sido sometidos a cultivo profundo. Los suelos aluviales son suelos con perfil poco desarrollado formados de materiales transportados por corrientes de agua. Sobre su superficie se ha acumulado algo de materia orgánica. Son suelos que tienen mala filtración y oscuros. Son suelos recientes.
- ❖ **Sedimentaria, Arenisca:** Presentan fragmentos con tamaños entre 2 y 0.0625 mm (i.e., tamaño de arena); cuando tienen menos del 15% de matriz y están compuestas esencialmente por granos de cuarzo se denominan cuarcitas, cuando lo están por fragmentos de feldespatos se denominan arcosas, y cuando los fragmentos son esencialmente calizos, se denominan calcarenitas. Cuando tienen más del 15% de matriz se denominan grauvacas.
- ❖ **Sedimentaria, Arenisca-Conglomerado:** Se define como una roca que se compone de granos de arena de tamaño de varios minerales en su mayoría de tamaño uniforme y, a menudo son suaves y redondeadas. Es una roca sedimentaria que se forma a partir de grava redondeada y clastos de tamaño canto rodado que se cementan juntos en una matriz.
- ❖ **Sedimentaria, Conglomerado:** Son rocas que presentan fragmentos con tamaños mayores de 2 mm de diámetro (i.e., tamaño de grava); cuando los cantos son redondeados se denominan pudinga, y cuando los cantos son angulosos, brechas. En función de la composición de los clastos, las ruditas pueden ser calcáreas, graníticas, cuarcíticas, etc.
- ❖ **Ígnea Extrusiva, Toba Ácida:** Unidad ígnea extrusiva formada por: toba ácida, toba riolítica, toba riolítica e ignimbrita; en general la mineralogía está representada por andesina, oligoclasa y cuarzo, unidos por una matriz vítrea, la textura es merocrystalina piroclástica.

Las rocas presentan en ocasiones intercalaciones de riolita y horizontes volcano clásticos, cuyos fragmentos varían de 5 a 10 mm de diámetro, sub angulosos, unidos por una matriz tobácea y cementante silíceo, en ocasiones los fragmentos son de riolita y vidrio volcánico.

- ❖ **Ígnea Extrusiva, Riolita:** Roca ígnea extrusiva de quimismo ácido formado por cuarzo, sanidino y ortoclasa, como minerales accesorios biotita y circón, su textura es merocrystalina porfídica y afanítica. En general la roca presenta tono gris claro en muestra y gris oscuro al intemperismo, estructura masiva fluidal, pseudo estratificación y fracturamiento vertical que favorece la formación de bloques de 1 a 3 metros de diámetro.

Sobreyace a una secuencia sedimentaria del Cretácico e infrayace a rocas ígneas y sedimentarias del Terciario Superior. La unidad es correlacionable con el Complejo Volcánico Superior Mc Dowell y Clabaugh del Oligoceno-Mioceno. Su morfología es de cerros con laderas escarpadas.



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona geográfica
Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

II

- ❖ **Ígnea Extrusiva, Granito:** Cuerpo intrusivo granítico, formado mineralógicamente por ortoclasa, cuarzo, albita y como mineral accesorio hematita, su textura es holocristalina fanerítica. El fracturamiento en la roca, favorece el desarrollo de bloques y el intemperismo crea formas esferoidales. intrusión a caliza del Cretácico Inferior y origino una franja de metamorfismo de contacto así como la formación de minerales de cobre (malaquita y azulita).

La unidad se correlaciona con los emplazamientos intrusivos del Terciario Geomorfológicamente forma lomerío de pendiente suave.

Fuente. Servicio Geológico Mexicano (SGM).

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

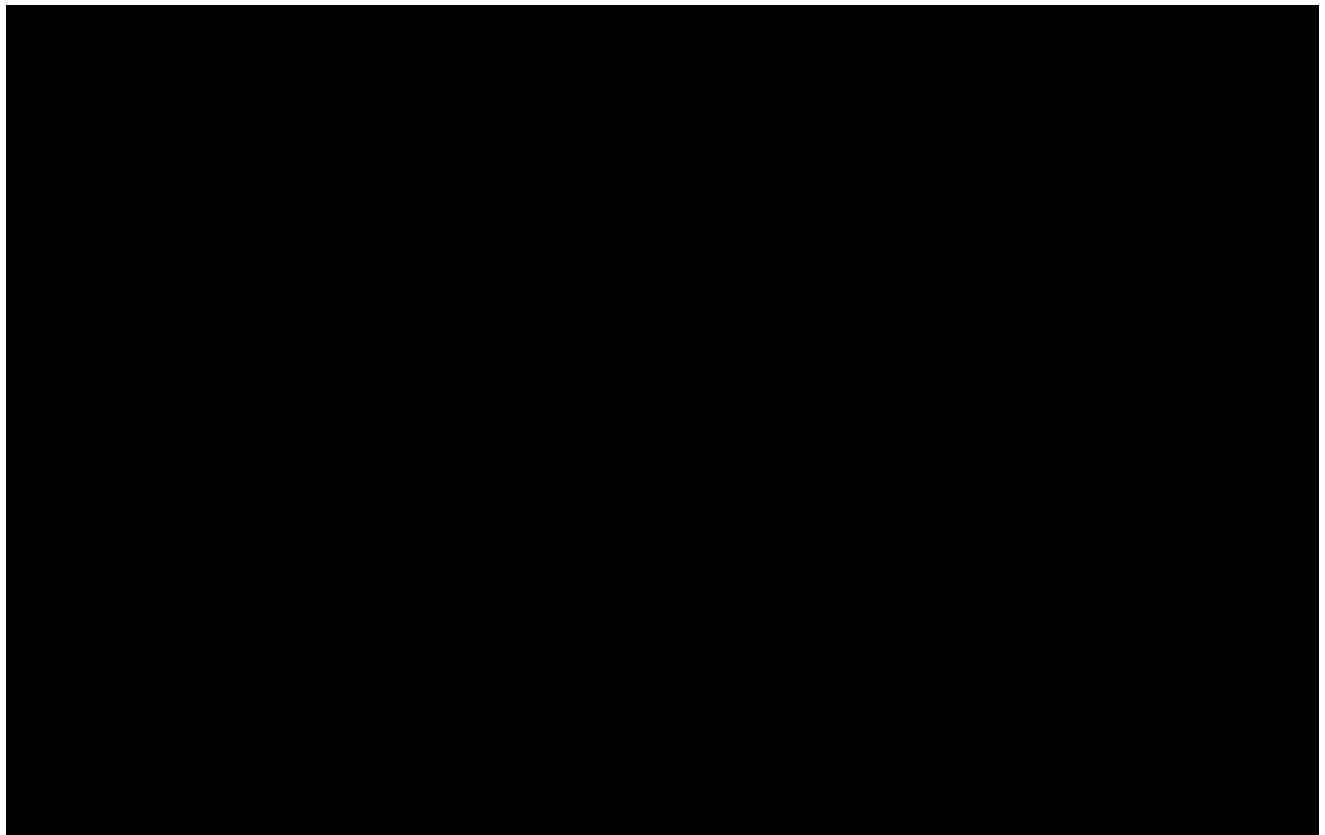


Figura 12 Características geológicas del AIP.

De acuerdo con la **Figura 12**, el predio incide en su mayoría en Suelo Aluvial, Sedimentaria, Conglomerado, Ígnea Extrusiva, Granito, sin la presencia significativa de rocas.

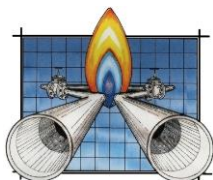


Tabla 7 Distribución de Geología presente en el AIP.

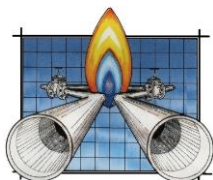
Clave	Descripción	Porcentaje (%)
T(cg)	Sedimentaria, Conglomerado	41.99
Q(al)	Suelo Aluvial	31.37
K(Gr)	Ígnea Extrusiva, Granito	11.72
Tom(R)	Ígnea Extrusiva, Riolita	7.52
Tom(Ta)	Ígnea Extrusiva, Toba Acida	2.51
N/A	N/A	2.16
T(ar)	Sedimentaria, Arenisca	1.53
T(ar-cg)	Sedimentaria, Arenisca-Conglomerado	1.21

B.2.2 Presencia de fallas y fracturamientos.

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

El territorio mexicano se encuentra dividido entre cinco placas tectónicas. La mayor parte del país se encuentra sobre la placa NORTEAMERICANA. Esta gran placa tectónica contiene a todo Norteamérica, parte del océano Atlántico y parte de Asia. La península de Baja California se encuentra sobre otra gran placa tectónica, la placa del PACÍFICO. Sobre esta placa también se encuentra gran parte del estado de California en los Estados Unidos y gran parte del océano Pacífico. El sur de Chiapas se encuentra dentro de la placa CARIBE. Esta pequeña placa contiene a gran parte de las islas caribeñas y los países de Centro América. Otras dos pequeñas placas oceánicas conforman el rompecabezas tectónico de México, Cocos y Rivera y del 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 a las Cartas Estatales Geológicas, Escala 1:1 000 000, dentro de la superficie del SAR y sus áreas adyacentes no se observan fallas y/o fracturas geológicas que pongan en riesgo la integridad física de la infraestructura que conformará el proyecto.

B.2.3 Susceptibilidad de la Zona.

El estado de Sonora se encuentra en una zona Sísmica "B", es una zona intermedia, 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 SAR así como el proyecto se encuentra enclavado en la zona "B" catalogado como de Riesgo Intermedio, caracterizada por una zona donde no son tan frecuentes los sismos o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

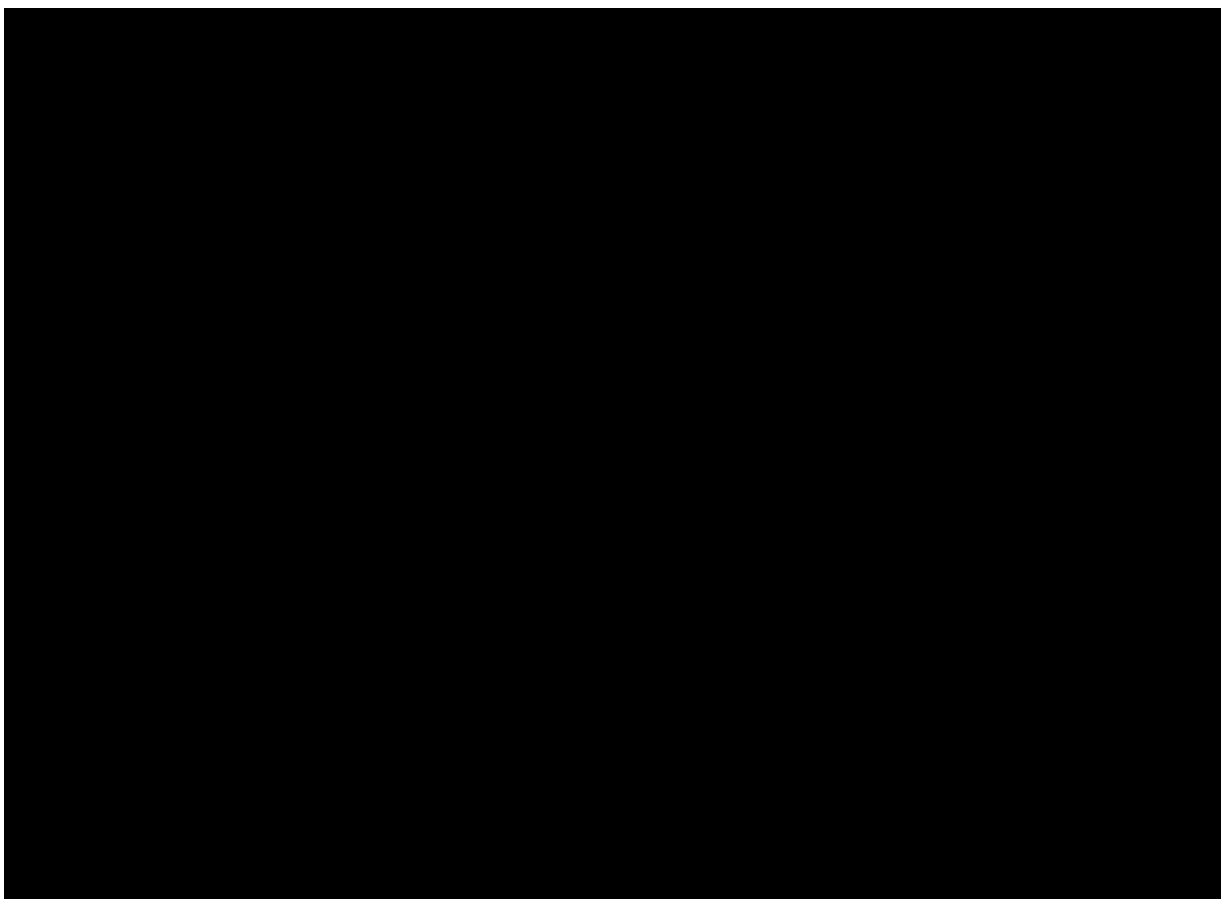


Figura 13 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País.
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

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

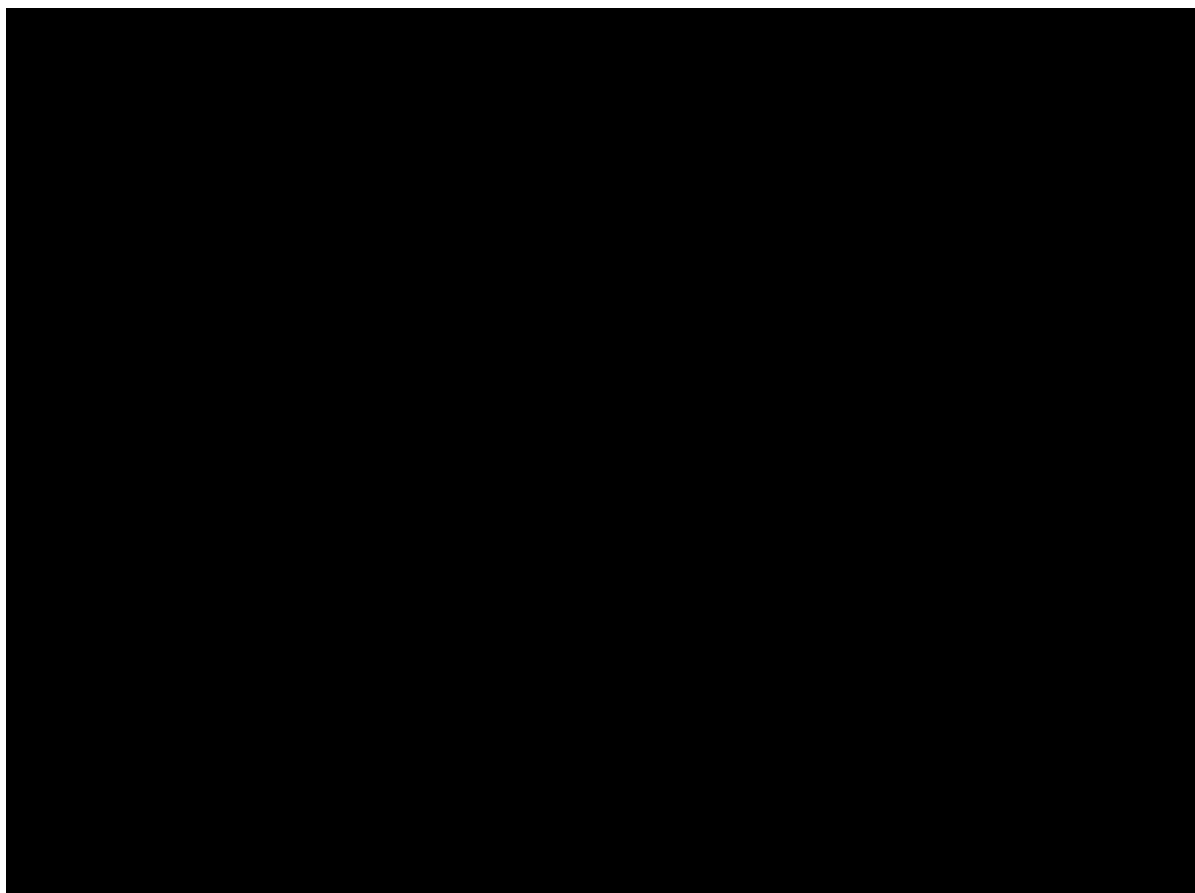
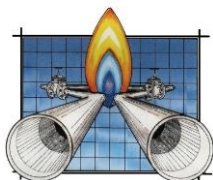
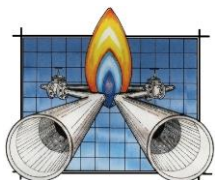


Figura 14 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México.
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



II.2.4 Edafología.

Los tipos de suelo existentes en el AIP son en mayor parte N/A y en menor medida el tipo Leptosol y Regosol, mismos que se describen a continuación.

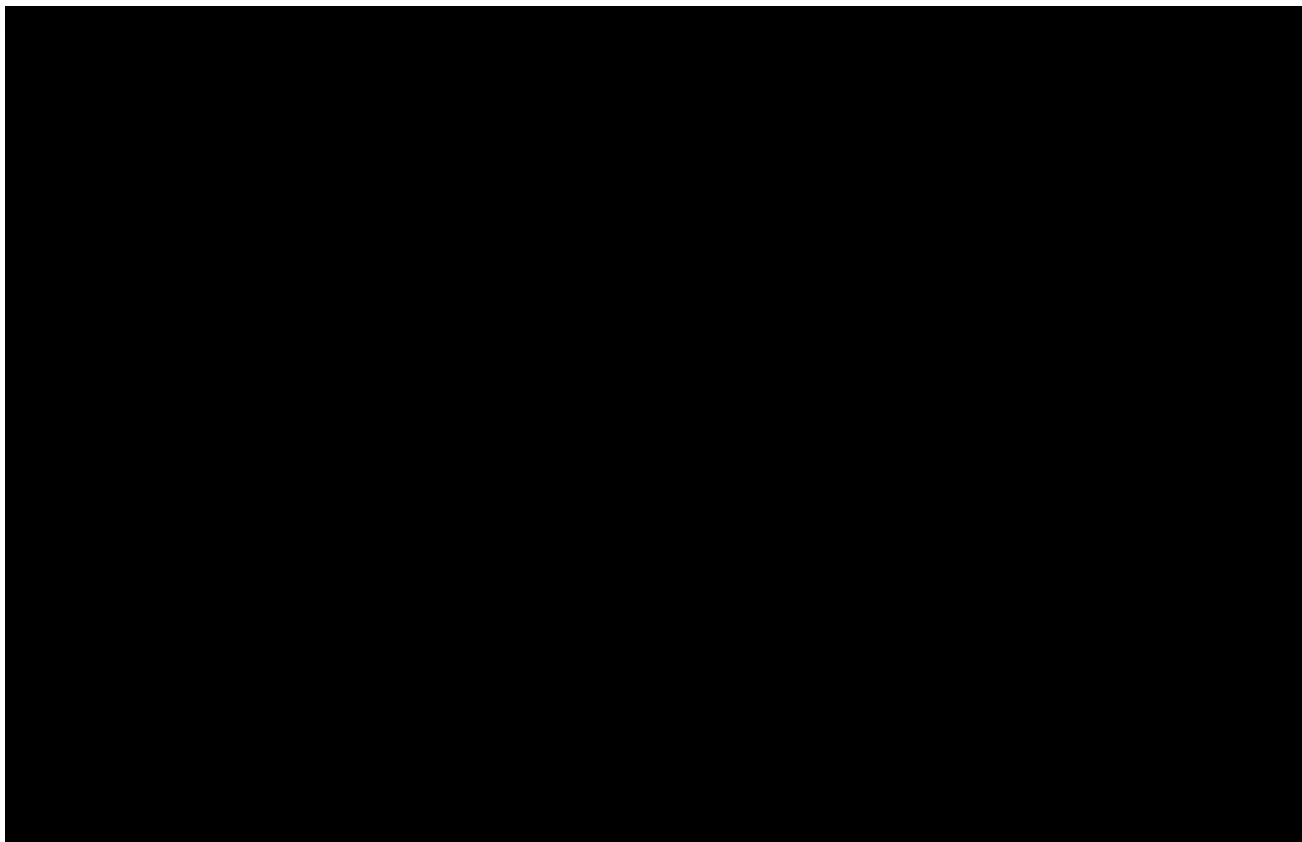
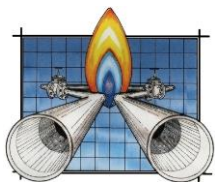


Figura 15 Edafología presente en el AIP.
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Tabla 8 Tipos de Suelo Presentes en el AIP.

Clave	Descripción	Porcentaje (%)
LP	Leptosol	37.25
N/A	N/A	32.44
RG	Regosol	30.30



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

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

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

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

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

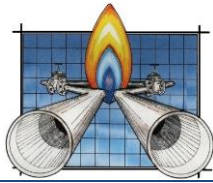
Regosol: El término Regosol deriva del vocablo griego "rhegos" que significa sábana, haciendo alusión al manto de alteración que cubre la tierra.

Los Regosoles se desarrollan sobre materiales no consolidados, alterados y de textura fina.

Aparecen en cualquier zona climática sin permafrost y a cualquier altitud. Son muy comunes en zonas áridas, en los trópicos secos y en las regiones montañosas.

El perfil es de tipo AC. No existe horizonte de diagnóstico alguno excepto un ócrico superficial. La evolución del perfil es mínima como consecuencia de su juventud, o de un lento proceso de formación por una prolongada sequedad.

Su uso y manejo varían muy ampliamente. Bajo regadío soportan una amplia variedad de usos, si bien los pastos extensivos de baja carga son su principal utilización. En zonas montañosas es preferible mantenerlos bajo bosque.



II.2.5 Hidrología.

El AIP queda comprendido en términos administrativos, dentro las siguientes regiones, cuencas y subcuencas hidrológicas:

Tabla 9 Características de la Región Hidrológica donde se ubica el AIP.

Región Hidrológica	Cuenca	Subcuenca
Sonora Norte	Bacanora-Mejorada y R. Concepción-A. Cocaspera	Nogales y R. de Los alisos

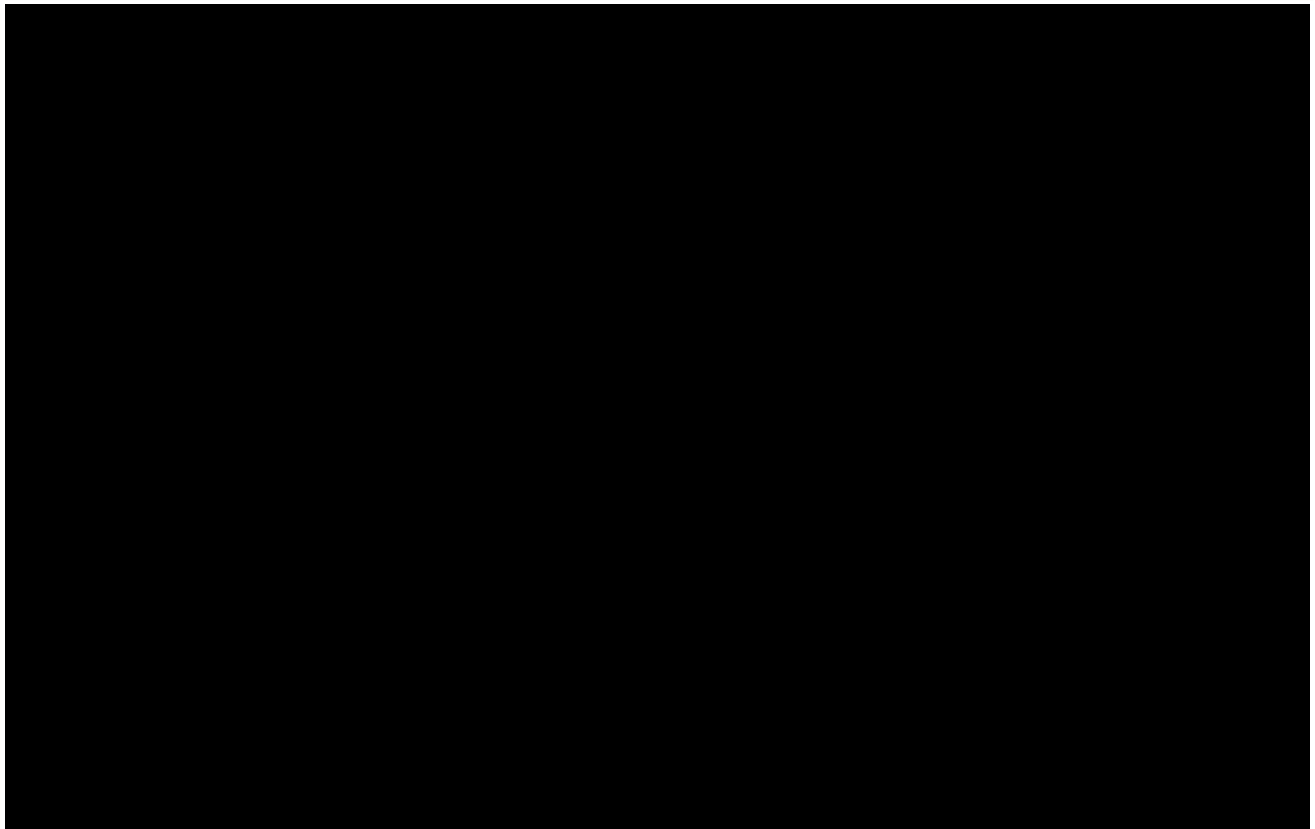


Figura 16 Región Hidrológica en la que incide el proyecto.

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

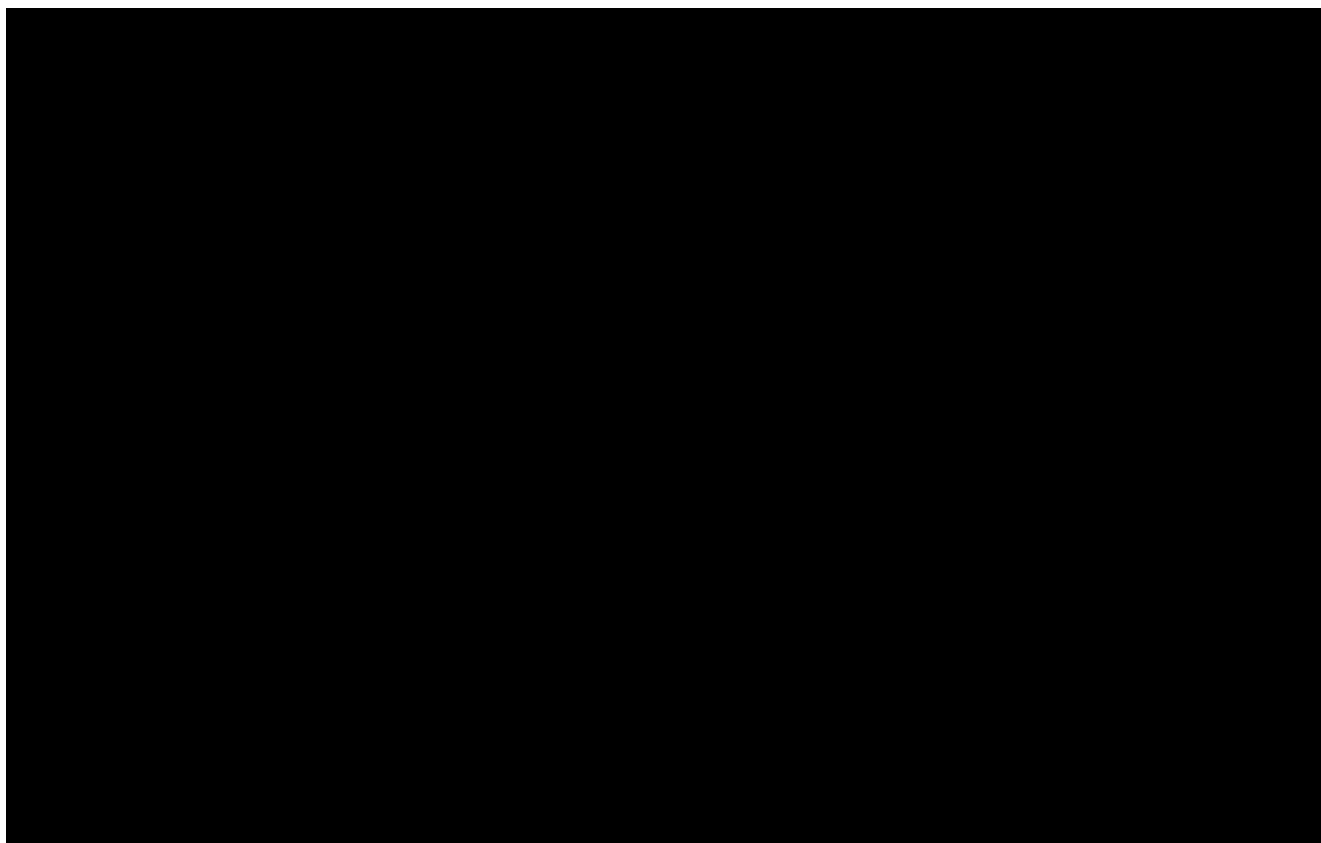
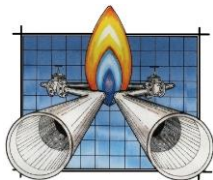
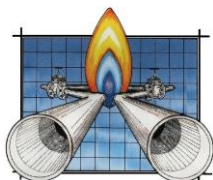


Figura 17 Cuenca Hidrológica en la que incide el proyecto.
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



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

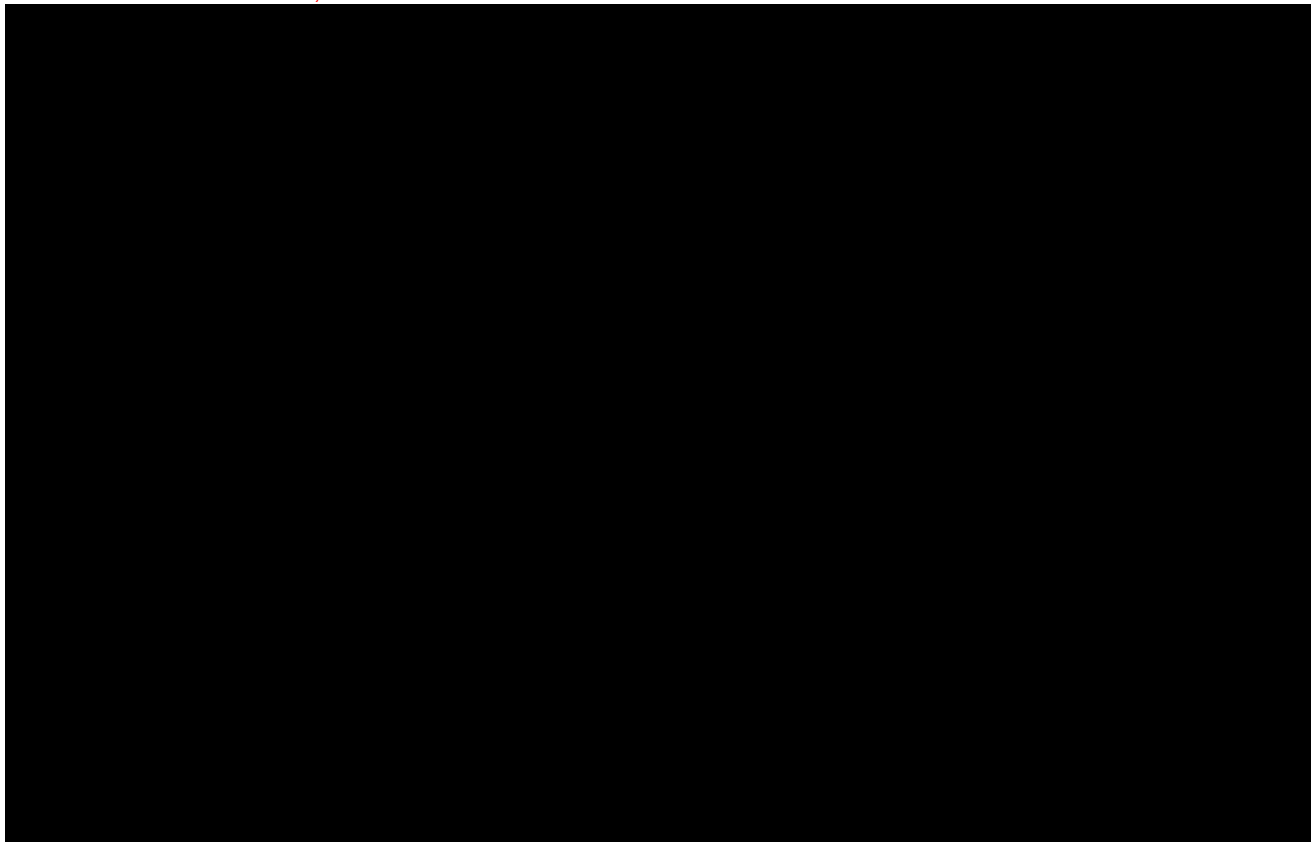


Figura 18 Subcuenca Hidrológica en la que incide el proyecto.

Hidrología subterránea.

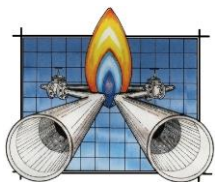
El acuífero Nogales, definido con la clave 2650 en el Sistema de Información Geográfica para el Manejo del Agua Subterránea (SIGMAS) de la CONAGUA, se localiza en la porción norte del Estado de Sonora, entre las coordenadas geográficas $31^{\circ} 13'$ y $31^{\circ} 20'$ de latitud norte, y $110^{\circ} 53'$ y $111^{\circ} 04'$ de longitud oeste, cubriendo una superficie de 120 km².

ACUÍFERO NOGALES.

Dentro de los límites del acuífero se localiza la ciudad de Nogales, Sonora, la cual ocupa una porción muy importante de la pequeña superficie del área total del acuífero, con una población de 156,854 habitantes según datos del INEGI, Censo 2000. El acuífero queda completamente dentro del municipio de Nogales, Sonora.

El área tiene por límites: al norte la línea divisoria internacional con los Estados Unidos de América; al poniente las sierras de Cordón Maestro, Las Avispas y Cíbuta; al oriente las estribaciones de la sierra El Pinito, y al sur la prolongación de la sierra de Cíbuta y los lomeríos de la sierra Guanconiena.

Dentro de los límites del acuífero se localiza la ciudad de Nogales, Sonora, la cual ocupa una porción muy importante de la pequeña superficie del área total del acuífero, con una población de 156,854 habitantes según datos del INEGI, Censo 2000. El acuífero queda completamente dentro del municipio de Nogales, Sonora.



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona geográfica
Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

II

El acuífero se encuentra bajo el Decreto que establece veda por tiempo indefinido para alumbramiento de aguas del subsuelo en la región denominada cuenda del Río Santa Cruz, municipio de Nogales y Santa Cruz, estado de Sonora, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de enero de 1961.

La veda queda clasificada como zona de veda en las que la capacidad de los mantos acuíferos permite extracciones limitadas para usos domésticos, industriales, de riego y otros, la cual establece que “Excepto cuando se trate de alumbramientos de agua para usos domésticos, desde la vigencia de este Decreto, nadie podrá extraer aguas del subsuelo dentro de la zona vedada, ni modificar los aprovechamientos existentes sin previo permiso escrito de la Secretaría de Recursos Hidráulicos”.

Esta dependencia podrá conceder los permisos de que se trata únicamente en los casos en que, de los estudios relativos, se advierta que no se causarán los perjuicios que con el Decreto de veda se evitan.

A este efecto, los interesados en extraer agua del subsuelo dentro de la zona vedada, inclusive las dependencias del Gobierno e Instituciones descentralizadas, así como particulares y contratistas, no podrán llevar a cabo los alumbramientos sin contar previamente con el permiso correspondiente.

ACUÍFERO RÍO ALISOS.

El acuífero Río Alisos, definido con la clave 2613 en el Sistema de Información Geográfica para el Manejo del Agua Subterránea (SIGMAS) de la CONAGUA, se localiza en la porción norte del estado de Sonora, entre las coordenadas geográficas 30° 50' y 31° 20' de latitud norte y 111° 05' y 110° 45' de longitud oeste, cubriendo una superficie de 893 km².

Colinda al norte con el acuífero Nogales, al sur con el acuífero Magdalena, al este con los acuíferos Río Santa Cruz y Cocóspera, y al oeste con el acuífero Río Altar, todos ellos pertenecientes al estado de Sonora.

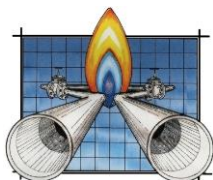
Geopolíticamente, abarca parcialmente los municipios de Imuris y Nogales.

El acuífero Río Alisos pertenece al Organismo de Cuenca “Noroeste”. Su territorio completo se encuentra sujeto a las disposiciones del “Decreto que declara de interés público la conservación de los mantos acuíferos del estado de Sonora, para el mejor control de las extracciones, alumbramiento y aprovechamiento de las aguas del subsuelo en dicha zona (parte oeste del meridiano 110° de Greenwich)”, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 19 de septiembre de 1978. Este decreto es tipo III, en las que la capacidad de los mantos acuíferos permite extracciones limitadas para usos domésticos, industriales, de riego y otros.

De acuerdo a la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua 2010, el municipio de Nogales se ubica en la zona de disponibilidad 4 e Imuris en la zona 6. Los usuarios principales del agua son el agrícola y el público urbano. En el acuífero no se localiza distrito o unidad de riego alguna, ni tampoco se ha constituido hasta la fecha un Comité Técnico de Aguas Subterráneas (COTAS).

Fuente: DETERMINACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE AGUA.
CONAGUA.

Las actividades del proyecto no causarán afectaciones a la hidrología superficial y subterránea.



II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.

Tabla 10 Uso de Suelo y Vegetación en el AIP.

Clave	Descripción	Porcentaje (%)
AH	Urbano Construido	43.01
PN	Pastizal Natural	41.92
VSa/BQ	Vegetación de Bosque de Encino	8.57
BQ	Bosque de Encino	6.47
P/E	País Extranjero	0.03

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

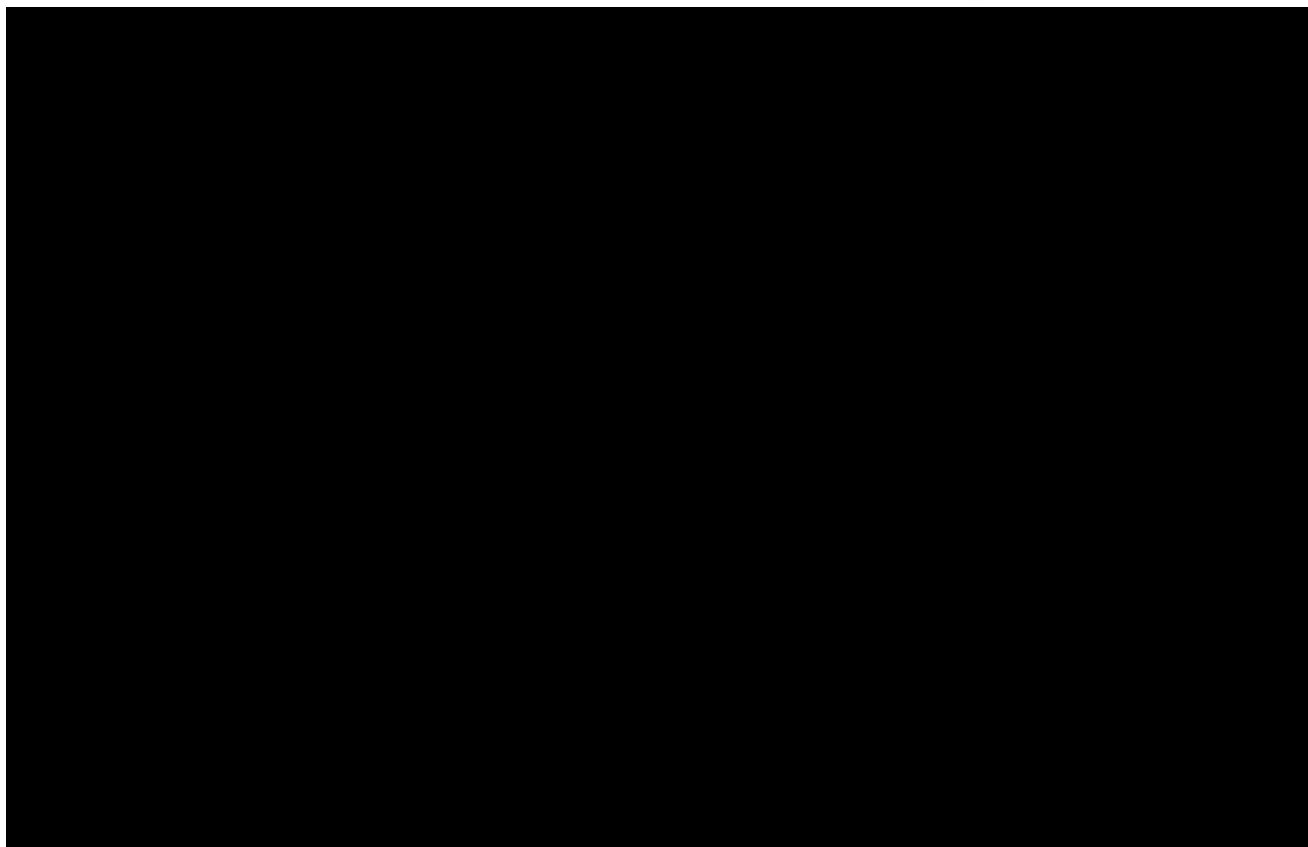
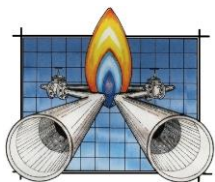


Figura 19 Uso de Suelo y Vegetación en el AIP.

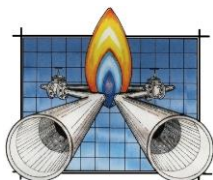
En lo que corresponde a la trayectoria definida para el tendido de tubería, se constató que el Sistema de Distribución de Gas Natural quedará instado dentro de derechos de vía de carreteras municipales, vialidades urbanas de la cabecera municipal de Nogales por lo que no se causarán afectaciones a la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



II.2.7 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).

De acuerdo a la consulta de información realizada en las diferentes fuentes bibliográficas digitales e impresas, se constató que dentro del Sistema Ambiental Regional no existen ANPs de carácter Federal, Estatal o Municipal, tal y como fue descrito en el Capítulo III de la presente manifestación.

El SAR del proyecto no se encuentra inmerso en ninguna ANP.

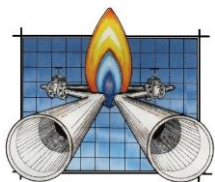


Índice

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...??	25
III.2.4 Jerarquización de Riesgos	27
III.2.5 Escenarios de Riesgo Identificados	34

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	22
Tabla 5 Consecuencias (en forma descriptiva)	22
Tabla 6 Frecuencia de ocurrencia de los eventos	23
Tabla 7 Matriz de riesgos	24
Tabla 8 Definiciones de las diferentes regiones de riesgo	24
Tabla 9 Sistema Seleccionado	26
Tabla 10 Tabla de Consecuencias	27
Tabla 11 Tabla de Frecuencias	28
Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA)	29
Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/producción (Pr)	30
Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po)	31
Tabla 15 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal (Pe)	31
Tabla 16 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA)	32
Tabla 17 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po)	33
Tabla 18 Escenarios de Riesgo Identificados en el HAZOP por receptor de riesgo	34
Tabla 19 Escenarios de Riesgo Identificados en el What If, por receptor de riesgo	36



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:

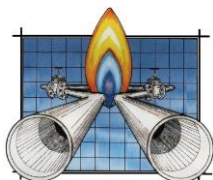
- ✓ La evaluación de incidentes y accidentes ocurridos en las instalaciones afines (considerando instalaciones, sustancias involucradas, evento o causa del accidente, nivel de afectación y acciones realizadas).
- ✓ Identificación preliminar del riesgo mediante la aplicación de listas de verificación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

Estado de Sonora.

III

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

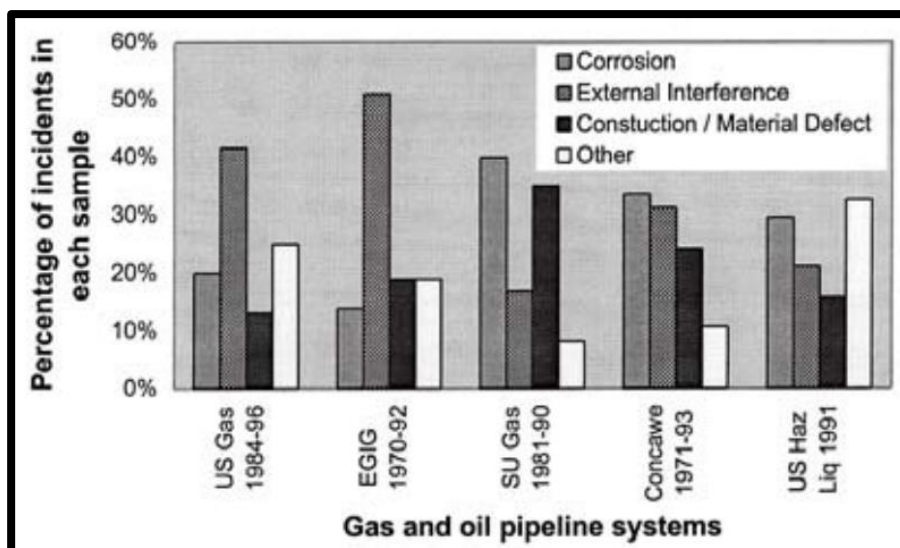


Figura 1 Causas de falla más comunes a nivel mundial

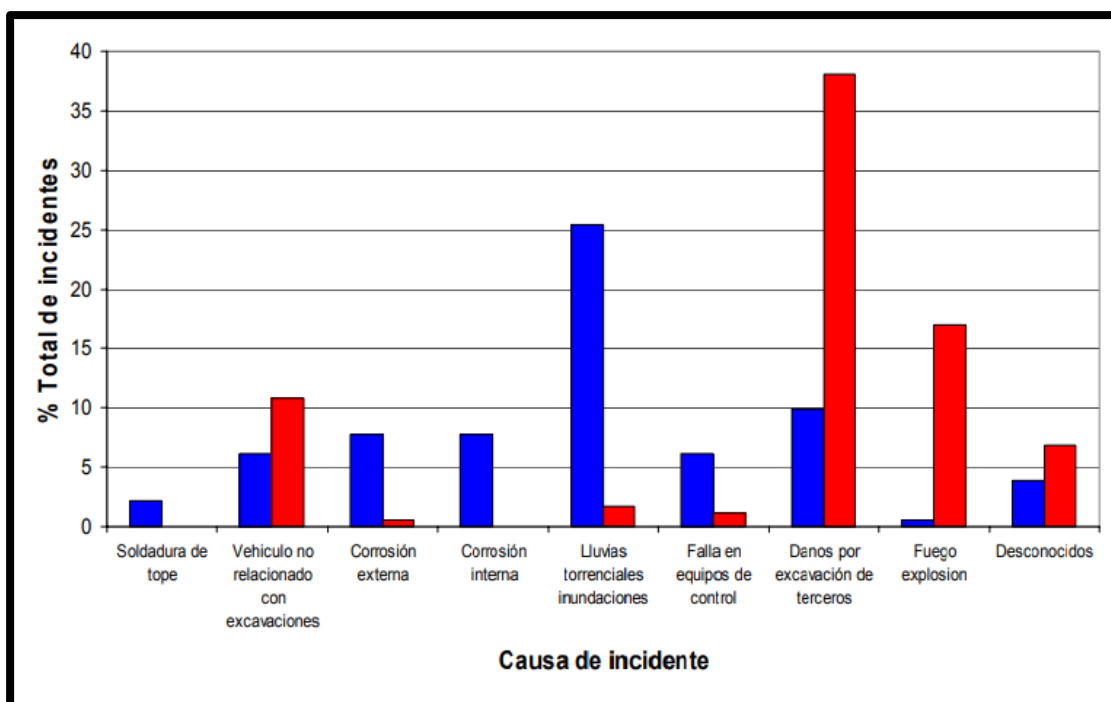
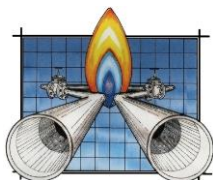


Figura 2 Causas de falla más comunes en gasoductos en Estados Unidos (2005).

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



Chicago IL 60607 – USA

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

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

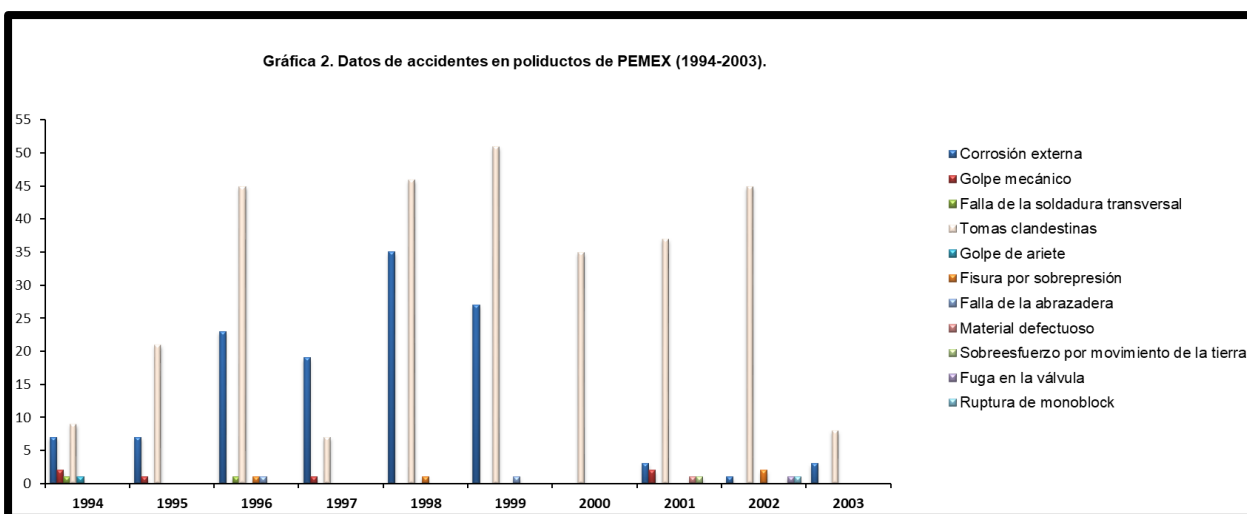


Figura 3 Datos de accidentes en poliductos de PEMEX (1994-2003).

Fuente: Anuario Estadístico de PEMEX, 2005.

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

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

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

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

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

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

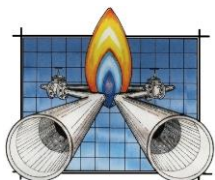


Foto 1. Daños generados por la explosión.

2- Reportan explosión de ducto de Gas Natural en Celaya

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

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

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

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

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

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

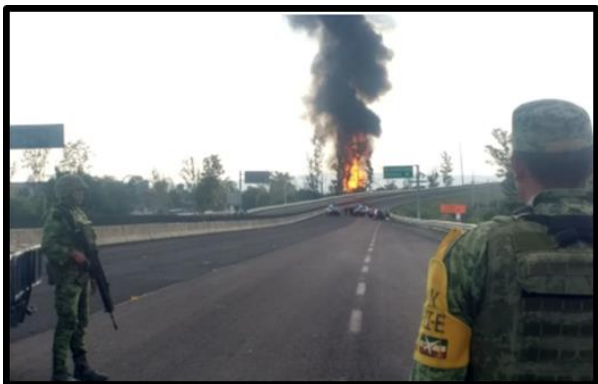
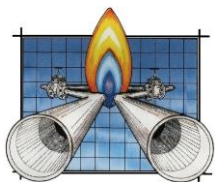


Foto 2. Explosión del ducto.



Foto 3. Escuela Primaria evacuada.

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

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

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

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

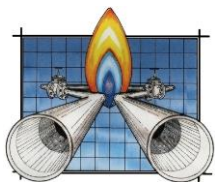
Bomberos, personal de gas natural y de Protección Civil, trabajaron por varios minutos para controlar la fuga, lo que provocó que los trabajadores de las obras fueran retirados del lugar y la gente que se encontraba en el patio de urgencias fuera ingresada al hospital como medida precautoria y el fuerte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

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

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

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

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



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

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

De acuerdo con el 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.

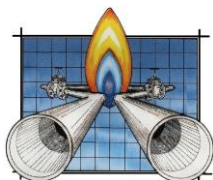
No se reportaron daños humanos y las personas evacuadas regresaron inmediatamente a sus viviendas. “La situación retorna a la normalidad”, publicó el municipio en redes sociales.

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.

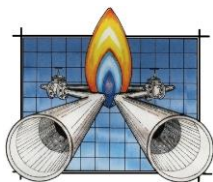
Por separado, autoridades locales de Huimanguillo informaron que los heridos fueron trasladados por una ambulancia de servicios comunitarios a una clínica de dicho municipio colindante con Veracruz.

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. 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.

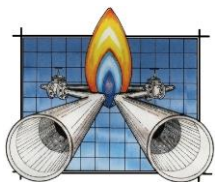
El funcionario precisó que a poco más de 24 horas del incidente, el riesgo comenzó a ceder, ya que la presión de salida de gas bajó de 36 kg/cm² a 10 kg/cm², mientras que el tamaño de la flama pasó de 30 metros de altura a 4 m.

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.

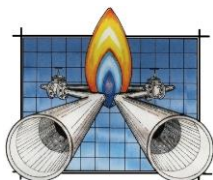
Para evitar riesgos mayores las autoridades cerraron la circulación de la avenida Central frente al centro comercial Las Américas.

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.

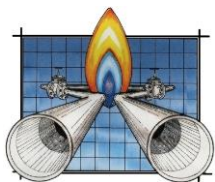
Fuente: Periódico El Universal, 26 de enero del 2011

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.

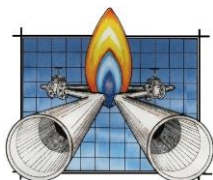
Fueron vecinos y peatones los que reportaron un olor a gas en la zona, por lo que al sitio se movilizaron bomberos y personal de Protección Civil, quienes ubicaron una fisura en un ducto alimentador de gas natural de 4"Φ.

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.

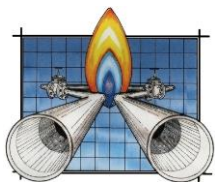
Sin embargo, cabe mencionar que cada una de las situaciones de emergencia fue controlada oportunamente por personal de la paraestatal, además de protección civil estatal y municipal.

**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
2019	Celaya,	Ducto	Gas Natural	Explosión	Golpe por	Personal	Desalojo de

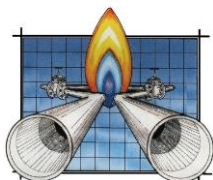


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

III

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



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

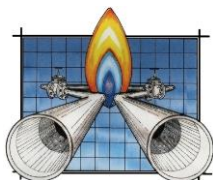
Es sencilla, rápida y fácil de aplicar, no se requiere personal con mucha experiencia.

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”.



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

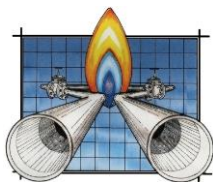
1. Gasoductos que conforman el sistema de distribución.
2. City Gate Nogales
3. Estaciones de Regulación y Medición (ERMs) de los clientes,

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

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

Sección del Capítulo 5. Diseño	No. de Cumplimientos	No. de Incumplimientos	Numerales No Aplicables
5.1 Tuberías	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.

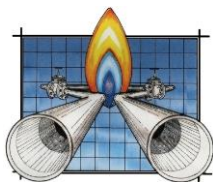
La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo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

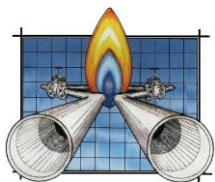
Las técnicas de identificación de riesgos empleadas están en función de la instalación y del tipo de proceso, por lo que el Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR) determinó la aplicación de la metodología HazOp para la evaluación de riesgos en la City Gate y ERM y aplicar un Análisis ¿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)

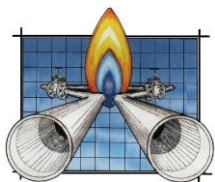
La selección de los participantes mencionados es flexible, y depende del contenido del material a revisar, por ejemplo, si no hay sistemas de control, el técnico de control de proceso no se requiere. Otros recursos tales como un químico, un ingeniero de seguridad del sitio, un mecánico, o algún otro 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):

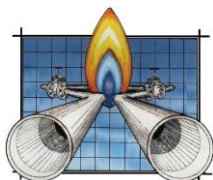


Tabla 3 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.

ID del Plano	Título (DTI)
GNN-SON-NOG-ASEA-CG-DTI-21_02 (REV C)(110521)	City Gate “Nogales”
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO1-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo 1 Comercial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO2-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo 2 Comercial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO3-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo 3 Comercial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO4-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo 4 Comercial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOA-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo A Comercial-Industrial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOB-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo B Comercial-Industrial
GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOC-DTI-21_02 (REV C)(080521)	Estación de Regulación y Medición (ERM) Caseta Tipo C Industrial

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 4 nodos mismos que se indican en la siguiente tabla.

Cabe destacar que para las Estaciones de Regulación y Medición (ERM) en sus tipos 1, 2,3 y 4 se elaboro un solo nodo ya que presentan el mismo arreglo en su Diagrama de Tuberías e Instrumentación. De igual manera para las Estaciones de Regulación y Medición (ERM) en sus tipos A, B y C se elaboro un solo nodo ya que presentan el mismo arreglo en sus Diagrama de Tuberías en Instrumentación.

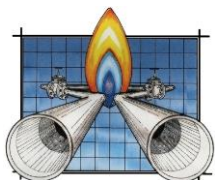


Tabla 4 Nodos Seleccionados.

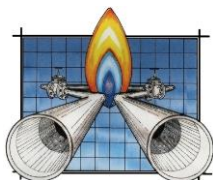
Nodo	Descripción	DTI
1	Sistema de Filtración de la City Gate Nogales	GNN-SON-NOG-ASEA-CG-DTI-21_02 (REV C)(110521)
2	Sistema de Regulación y Medición de Gas Natural en la City Gate Nogales	
3	Estación de Regulación y Medición (ERM) correspondiente a las Tipo 1, 2, 3 y 4	GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO1-DTI-21_02 (REV C)(080521)
		GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO2-DTI-21_02 (REV C)(080521)
		GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO3-DTI-21_02 (REV C)(080521)
		GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPO4-DTI-21_02 (REV C)(080521)
4	Estación de Regulación y Medición (ERM) correspondiente a las Tipo A, B y C	GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOA-DTI-21_02 (REV C)(080521)
		GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOB-DTI-21_02 (REV C)(080521)
		GNN-SON-NOG-ASEA-CTIPOC-DTI-21_02 (REV C)(080521)

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

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

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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

III

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD)	Daños ala Instalación (USD)
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 $< 1 \times 10^{-3}$)

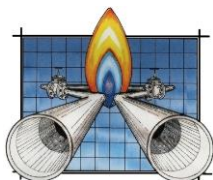


Tabla 7 Matriz de riesgos.

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

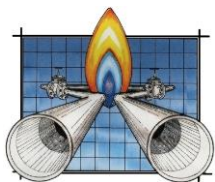
A continuación, se describe el significado de cada nivel de Riesgo:

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.

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



III.2.3 Análisis Qué Pasa sí...??

A. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.

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

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

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

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

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

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

B. DESARROLLO DEL WHAT IF...?

A través de la metodología de identificación de riesgos ¿Qué pasa si...? se 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.

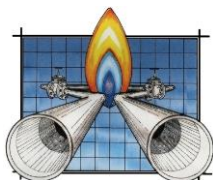
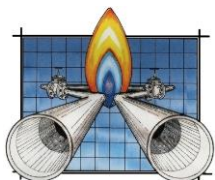


Tabla 9 Sistema Seleccionado

Sistema	Descripción	Dibujo de Referencia
1	Gasoductos que conforman el Sistema para Distribución de Gas Natural	GNN-SON-NOG-ASEA-ArB-21_01 (REV C)(280621)

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



III.2.4 Jerarquización de Riesgos.

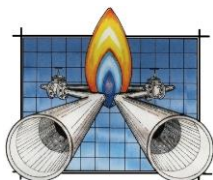
La jerarquización de riesgos se realiza conforme a los criterios establecidos en la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (ARSH), conforme a la designación de las categorías de Frecuencia (probabilidad) y Consecuencias (severidad) de los escenarios de Riesgo identificados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

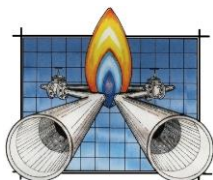
Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
C6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas 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



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.

De acuerdo a lo establecido en la Guía para la elaboración d ellos Análisis de Riesgos del sector Hidrocarburos (ARSH) publicada por la ASEA, los receptores de riesgo a considerar en el presente estudio son el Medio ambiente y Población.

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

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3				1.9.1 2.9.1		
F2					1.1.3 1.7.2 3.1.3 4.1.4	
F1						

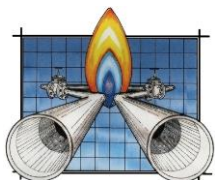


Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/producción (Pr).

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3			1.6.2 1.8.1 1.9.1 2.8.1 2.9.1 3.1.1 3.1.2 3.6.1 3.6.2 3.11.1 4.1.1 4.1.2 4.1.3 4.6.1 4.6.2 4.11.1			
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 4.1.4		
F1						

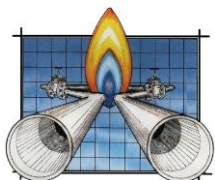
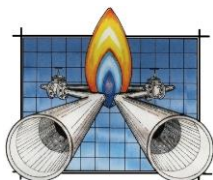


Tabla 14 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3				1.7.2 1.9.1 2.9.1		
F2				1.1.3 3.1.3 4.1.4		
F1						

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

	CONSECUENCIAS					
FRECUENCIAS	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3		1.7.2 1.9.1 2.9.1				
F2	1.1.3 3.1.3 4.1.4					
F1						



De los 47 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 29 escenarios (61.7%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 9 (19.1%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 38 (80.9%) 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).

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

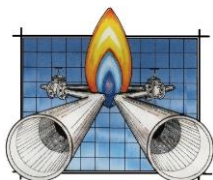
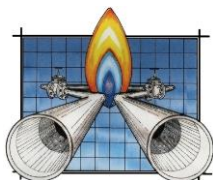


Tabla 17 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).

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

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



III.2.5 Escenarios de Riesgo Identificados.

A continuación, se indica la relación de los escenarios de riesgo que fueron identificados en el Análisis 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 formula simplificada del método William Fine, que se representa de la siguiente manera:

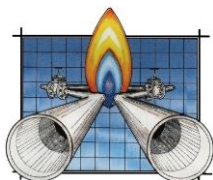
$$MR = F \times C \quad \rightarrow \quad MR = F(C_{MA} + C_{Po})$$

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	Descripción del 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 de 6" aguas arriba de la City Gate.	3	5	3	4	3	B	C	B	C	45	City Gate	Gas Natural
1	1.9.1 Apertura en falso de la válvula de drenado del Filtro Coalescente.	3	4	3	4	2	B	C	B	C	39	City Gate	Gas Natural
2	2.9.1 No se identificaron causas.	3	4	3	4	2	B	C	B	C	39	City Gate	Gas Natural
1	1.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la City Gate.	2	5	4	4	1	B	C	C	C	28	City Gate	Gas Natural
3	3.1.3 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	4	1	B	C	C	C	28	ERM	Gas Natural
4	4.1.4 Rotura de la tubería de entrada a la ERM	2	5	4	4	1	B	C	C	C	28	ERM	Gas Natural
1	1.6.2 Incremento en la presión entregada por el Sistema de Transporte	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	City Gate	Gas Natural
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	City Gate	Gas Natural
2	2.8.1 No se identificaron causas.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	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	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	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	Gas Natural



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

III

Nodo	Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
			MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
3	3.6.2 Más presión proveniente del gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM	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	Gas Natural
4	4.1.1 Apertura del By Pass de la ERM.	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM	Gas Natural
4	4.1.2 Sin alimentación de GN por gasoducto troncal	3	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	9	ERM	Gas Natural
4	4.1.3 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	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	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	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	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	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	0	3	0	0	N/A	C	N/A	N/A	6	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	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	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	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	City Gate	Gas Natural
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	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	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	City Gate	Gas Natural

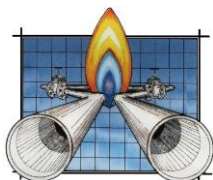
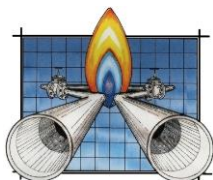


Tabla 19 Escenarios de Riesgo Identificados en el What If, por receptor de riesgo.

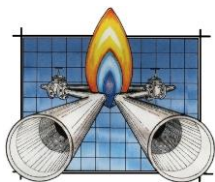
Sist	Descripción del escenario	Frec					MR	Sustancia Involucrada
			MA	Po	MA	Po		
1	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
2	1.1.- Golpe o daño mecánico por terceros, derivado de actividades de mantenimiento / excavación.	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
2	1.2.- Toma clandestina	2	5	4	B	C	36	Gas Natural
1	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5	2	C	C	34	Gas Natural
2	1.4. Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras)	2	5	2	C	C	34	Gas Natural
1	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	2	3	4	C	C	30	Gas Natural
2	4.2.- Golpes o daños mecánicos por terceros	2	3	4	C	C	30	Gas Natural
1	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
1	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
2	1.3. Falla de soldadura o material defectuoso (fuera de especificaciones)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
2	4.1.- Causas naturales (sismicidad o deslizamiento de tierras) de tierras)	2	4	4	C	C	28	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4	1	C	C	20	Gas Natural
2	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	4	1	C	C	20	Gas Natural
1	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3	1	C	C	18	Gas Natural



Estudio de Riesgo (ER)
**“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica
 Sonora (Nogales)”**
 Estado de Sonora.

III

Sist	Descripción del escenario	Frec					MR	Sustancia Involucrada
			MA	Po	MA	Po		
2	2.1.- Ambiente corrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
2	2.2.- Deficiente aplicación del recubrimiento anticorrosivo	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
2	3.1.- Problemas de operación aguas arriba	2	3	1	C	C	18	Gas Natural
1	1.2.- Toma clandestina	2	1	1	C	C	16	Gas Natural
2	1.2.- Toma clandestina	2	1	1	C	C	16	Gas Natural

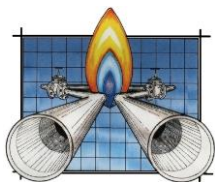


Índice

IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.	3
IV.2.1 Árbol de Fallos.	3
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.	4
IV.3.1 Relación de Escenarios y Consideraciones de Simulación.	5
IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia.	16
IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.	17
IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.	17
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.	47

Índice de Tablas

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.	6
Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.	10
Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados.	10
Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.	14
Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.	15
Tabla 6 Interacciones de Riesgo.	17
Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo.	23
Tabla 6 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1).	42
Tabla 7 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2 a Esc25).	44
Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc26 a Esc43).	46



IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

De los 47 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 29 escenarios (61.7%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

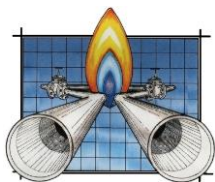
De la totalidad de escenarios evaluados, 9 (19.1%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 38 (80.9%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable “C” y ningún escenario en la Zona de Riesgo No Tolerable.

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

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

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

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

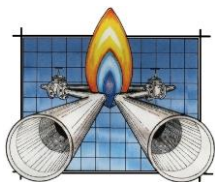


IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.

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

IV.2.1 Árbol de Fallos.

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



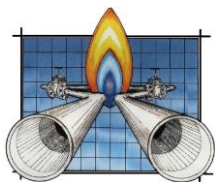
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.

Una vez desarrollado el Análisis Cualitativo de Riesgo donde se determinaron los escenarios de riesgo resultantes del 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 Alternativo (CA), considerando además la experiencia técnica del equipo evaluador.

Una vez obtenido el listado de los escenarios de riesgo para la elaboración del análisis de consecuencias, estos fueron complementados de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4.2.2 de la Guía de la ASEA, por lo que a continuación, se mencionan las consideraciones generales para la simulación de los escenarios de riesgo:

- Se seleccionó la estabilidad F, considerando una temperatura promedio anual de 21°C y una humedad relativa de 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 Alternativo (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:

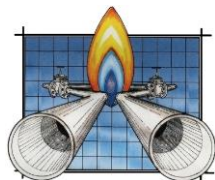
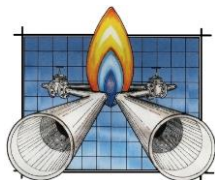


Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.

No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Duración de Fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
1	ARSH-Esc1-CG	Fuga de Gas Natural por la apertura indebida de la válvula manual de 1" empleada para realizar el purgado del Filtro Coalescente de la City Gate "Nogales".	B	1"	56.88	20	4.69	60 s	3.24	CMP
2	ARSH-Esc2-CG	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la CG "Nogales" debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	56.88	20	4.69	120 s	1.82	CMP
3	ARSH-Esc3-CG	Rotura diametral del 100% en la tubería de 6" AC a la entrada a la CG "Nogales" debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	6"	56.88	20	4.69	60 s	116.84	PC
4	ARSH-Esc4-CG	Rotura diametral del 20% en la tubería de 6" AC a la entrada a la CG "Nogales" debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	1.2"	56.88	20	4.69	60 s	4.66	CA
5	ARSH-Esc5-ERM-TIPO 01	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo 1 debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.014	120 s	0.13	CMP
6	ARSH-Esc6-ERM-TIPO 01	Rotura diametral del 100% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 1 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.75"	4.0	20	0.014	60 s	0.13	PC
7	ARSH-Esc7-ERM-TIPO 01	Rotura diametral del 20% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 1 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.15"	4.0	20	0.014	60 s	0.01	CA
8	ARSH-Esc8-ERM-TIPO 02	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo 2 debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.022	120 s	0.13	CMP
9	ARSH-Esc9-ERM-TIPO 02	Rotura diametral del 100% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 2 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.75"	4.0	20	0.022	60 s	0.13	PC
10	ARSH-Esc10-ERM-TIPO 02	Rotura diametral del 20% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 2 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.15"	4.0	20	0.022	60 s	0.01	CA

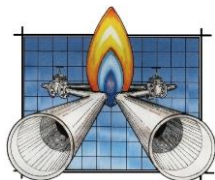
¹ **RR**= Clasificación de Riesgo; **DEF**= diámetro Equivalente de Fuga



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

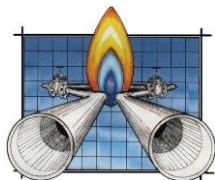
No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Duración de Fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
11	ARSH-Esc11-ERM-TIPO 03	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo 3 debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.037	120 s	0.13	CMP
12	ARSH-Esc12-ERM-TIPO 03	Rotura diametral del 100% en la tubería de 1-1/4" a la entrada a la ERM Tipo 3 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	1-1/4"	4.0	20	0.037	60 s	.36	PC
13	ARSH-Esc13-ERM-TIPO 03	Rotura diametral del 20% en la tubería de 1-1/4" a la entrada a la ERM Tipo 3 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.25"	4.0	20	0.037	60 s	0.01	CA
14	ARSH-Esc14-ERM-TIPO 04	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo 4 debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.005	120 s	0.13	CMP
15	ARSH-Esc15-ERM-TIPO 04	Rotura diametral del 100% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 4 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.75"	4.0	20	0.005	60 s	0.13	PC
16	ARSH-Esc16-ERM-TIPO 04	Rotura diametral del 20% en la tubería de 3/4" a la entrada a la ERM Tipo 4 debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.15"	4.0	20	0.005	60 s	0.01	CA
17	ARSH-Esc17-ERM-TIPO A	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo A debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.053	120 s	0.13	CMP
18	ARSH-Esc18-ERM-TIPO A	Rotura diametral del 100% en la tubería de 2" a la entrada a la ERM Tipo A debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	2"	4.0	20	0.053	60 s	0.91	PC
19	ARSH-Esc19-ERM-TIPO A	Rotura diametral del 20% en la tubería de 2" a la entrada a la ERM Tipo A debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.4"	4.0	20	0.053	60 s	0.04	CA
20	ARSH-Esc20-ERM-TIPO B	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo B debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75"	4.0	20	0.157	120 s	0.13	CMP
21	ARSH-Esc21-ERM-TIPO B	Rotura diametral del 100% en la tubería de 2" a la entrada a la ERM Tipo B debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	2"	4.0	20	0.157	60 s	0.91	PC
22	ARSH-Esc22-ERM-TIPO B	Rotura diametral del 20% en la tubería de 2" a la entrada a la ERM Tipo B debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.4"	4.0	20	0.157	60 s	0.04	CA



Estudio de Riesgo (ER)
**“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica
Sonora (Nogales)”**
Estado de Sonora.

IV

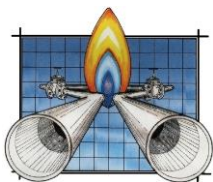
No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Duración de Fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
23	ARSH-Esc23-ERM-TIPO C	Fuga de 0.75"Ø en el ducto de entrada a la ERM Tipo C debido a la presencia de corrosión o desgaste de material (materiales fuera de especificación).	B	0.75	4.0	20	0.458	120 s	0.13	CMP
24	ARSH-Esc24-ERM-TIPO C	Rotura diametral del 100% en la tubería de 3" a la entrada a la ERM Tipo C debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	3"	4.0	20	0.458	60 s	2.05	PC
25	ARSH-Esc25-ERM-TIPO C	Rotura diametral del 20% en la tubería de 3" a la entrada a la ERM Tipo C debido a la afectación por terceros (actos vandálicos o terrorismo).	B	0.6"	4.0	20	0.458	60 s	0.06	CA
26	ARSH-Esc26-Dcto-10"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 10" Ø en Polietileno.	B	10"	7.0	20	Variable	60 s	39.81	PC
27	ARSH-Esc27-Dcto-10"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 10" Ø en Polietileno.	B	2"	7.0	20	Variable	60 s	1.59	CA
28	ARSH-Esc28-Dcto-8"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 8" Ø en Polietileno.	B	8"	7.0	20	Variable	60 s	25.46	PC
29	ARSH-Esc29-Dcto-8"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 8" Ø en Polietileno.	B	1.6"	7.0	20	Variable	60 s	1.02	CA
30	ARSH-Esc30-Dcto-6"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 6" Ø en Polietileno.	B	6"	7.0	20	Variable	60 s	14.33	PC
31	ARSH-Esc31-Dcto-6"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 6" Ø en Polietileno.	B	1.2"	7.0	20	Variable	60 s	0.57	CA
32	ARSH-Esc32-Dcto-4"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 4" Ø en Polietileno.	B	4"	7.0	20	Variable	60 s	6.37	PC
33	ARSH-Esc33-Dcto-4"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 4" Ø en Polietileno.	B	0.8"	7.0	20	Variable	60 s	0.25	CA
34	ARSH-Esc34-Dcto-3"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 3" Ø en Polietileno.	B	3"	7.0	20	Variable	60 s	3.56	PC



Estudio de Riesgo (ER)
**“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica
 Sonora (Nogales)”**
 Estado de Sonora.

IV

No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Flujo (MMSCFD)	Duración de Fuga	Flujo Másico (kg/s)	Tipo de Esc.
35	ARSH-Esc35-Dcto-3"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 3" ø en Polietileno.	B	0.6"	7.0	20	Variable	60 s	0.14	CA
36	ARSH-Esc36-Dcto-2"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 2" ø en Polietileno.	B	2"	7.0	20	Variable	60 s	1.59	PC
37	ARSH-Esc37-Dcto-2"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 2" ø en Polietileno.	B	0.4"	7.0	20	Variable	60 s	0.06	CA
38	ARSH-Esc38-Dcto-1-1/4"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 1-1/4" ø en Polietileno.	B	1.25"	7.0	20	Variable	60 s	0.62	PC
39	ARSH-Esc39-Dcto-1-1/4"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 1-1/4" ø en Polietileno.	B	0.25"	7.0	20	Variable	60 s	0.02	CA
40	ARSH-Esc40-Dcto-1"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 1" ø en Polietileno.	B	1"	7.0	20	Variable	60 s	0.40	PC
41	ARSH-Esc41-Dcto-1"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 1" ø en Polietileno.	B	0.2"	7.0	20	Variable	60 s	0.02	CA
42	ARSH-Esc42-Dcto-3/4"-PE	Rotura diametral al 100% del gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	B	3/4"	7.0	20	Variable	60 s	0.22	PC
43	ARSH-Esc43-Dcto-3/4"-PE	Rotura diametral al 20% del gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	B	0.15"	7.0	20	Variable	60 s	0.01	CA



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:

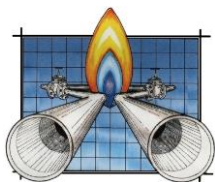
Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.

	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.

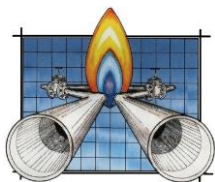
Clave de Escenario	Radiación Térmica				Sobrepresión			
	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA
	(37.5 kW/m ²)	(12.5 kW/m ²)	(5.0 kW/m ²)	(1.4 kW/m ²)	10 psi	3 psi	1 psi	0.5 psi
ARSH-Esc1-CG	9.15	18.10	28.36	52.44	22.84	46.62	106.41	180.89
ARSH-Esc2-CG	6.79	13.70	21.51	39.79	23.75	48.46	110.62	188.04
ARSH-Esc3-CG	50.86	101.13	157.93	291.45	75.39	153.85	351.19	596.97
ARSH-Esc4-CG	10.63	21.58	33.78	62.43	25.78	52.62	120.12	204.18
ARSH-Esc5-ERM-TIPO 01	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc6-ERM-TIPO 01	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc7-ERM-TIPO 01	0.00	0.00	0.00	1.96	3.33	6.79	15.49	26.34
ARSH-Esc8-ERM-TIPO 02	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc9-ERM-TIPO 02	1.90	2.67	5.37	10.80	7.82	15.96	36.43	61.93
ARSH-Esc10-ERM-TIPO 02	0.00	0.00	0.00	1.96	3.33	6.79	15.49	26.34
ARSH-Esc11-ERM-TIPO 03	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc12-ERM-TIPO 03	2.70	4.90	9.03	17.79	10.98	22.41	51.16	86.96
ARSH-Esc13-ERM-TIPO 03	0.00	0.00	1.35	3.56	3.33	6.79	15.49	26.34
ARSH-Esc14-ERM-TIPO 04	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave de Escenario	Radiación Térmica				Sobrepresión			
	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
ARSH-Esc15-ERM-TIPO 04	1.90	2.67	5.37	10.80	7.82	15.96	36.43	61.93
ARSH-Esc16-ERM-TIPO 04	0.00	0.00	0.00	1.96	3.33	6.79	15.49	26.34
ARSH-Esc17-ERM-TIPO A	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc18-ERM-TIPO A	4.19	8.05	14.37	28.00	14.96	30.53	69.69	118.46
ARSH-Esc19-ERM-TIPO A	0.38	0.75	2.67	5.80	5.28	10.77	24.59	41.81
ARSH-Esc20-ERM-TIPO B	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc21-ERM-TIPO B	4.19	8.05	14.37	28.00	14.96	30.53	69.69	118.46
ARSH-Esc22-ERM-TIPO B	0.38	0.75	2.67	5.80	5.28	10.77	24.59	41.81
ARSH-Esc23-ERM-TIPO C	1.90	2.67	5.37	10.80	9.85	20.11	45.90	78.02
ARSH-Esc24-ERM-TIPO C	6.19	12.11	21.32	41.35	19.61	40.02	91.36	155.29
ARSH-Esc25-ERM-TIPO C	0.99	1.95	4.24	8.69	6.65	13.57	30.99	52.67
ARSH-Esc26-Dcto-10"-PE	23.06	55.44	91.33	172.69	52.71	107.57	245.55	417.40
ARSH-Esc27-Dcto-10"-PE	6.31	12.14	19.73	37.09	18.02	36.77	83.94	142.68
ARSH-Esc28-Dcto-8"-PE	23.06	45.24	74.05	139.63	45.43	92.70	211.62	359.71
ARSH-Esc29-Dcto-8"-PE	5.01	9.82	15.95	29.97	15.54	31.71	72.39	123.05
ARSH-Esc30-Dcto-6"-PE	17.39	34.43	56.28	106.05	37.50	76.52	174.68	296.92
ARSH-Esc31-Dcto-6"-PE	3.96	7.47	12.12	22.76	12.80	26.12	59.63	101.36
ARSH-Esc32-Dcto-4"-PE	11.80	23.44	38.22	71.97	28.62	58.40	133.31	226.61
ARSH-Esc33-Dcto-4"-PE	2.66	5.08	8.23	15.44	9.72	19.85	45.30	77.01
ARSH-Esc34-Dcto-3"-PE	8.96	17.88	29.05	54.66	23.62	48.19	110.01	187.00
ARSH-Esc35-Dcto-3"-PE	1.79	3.87	6.25	11.73	8.02	16.36	37.34	63.47
ARSH-Esc36-Dcto-2"-PE	6.21	12.14	19.73	37.09	18.02	36.77	83.94	142.68



Clave de Escenario	Radiación Térmica				Sobrepresión			
	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
ARSH-Esc37-Dcto-2"-PE	1.88	2.63	4.25	7.96	6.04	12.33	28.15	47.86
ARSH-Esc38-Dcto-1-1/4"-PE	4.01	7.77	12.60	23.67	13.16	26.86	61.32	104.24
ARSH-Esc39-Dcto-1-1/4"-PE	0.90	1.65	2.71	5.08	4.19	8.55	19.52	33.18
ARSH-Esc40-Dcto-1"-PE	3.40	6.28	10.18	19.12	11.37	23.21	52.99	90.07
ARSH-Esc41-Dcto-1"-PE	0.61	1.32	2.18	4.10	4.19	8.55	19.52	33.18
ARSH-Esc42-Dcto-3/4"-PE	2.81	4.78	7.74	14.52	9.32	19.02	43.41	73.80
ARSH-Esc43-Dcto-3/4"-PE	0.48	0.99	1.63	3.12	3.33	6.79	15.49	26.34

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.

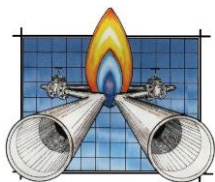
Si partimos de la premisa que una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, entonces la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea 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/m² y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m² de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros de la sustancia simulada:

- Peso molecular,



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

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

Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de estos, se utilizan los criterios dados por la Agencia de Seguridad 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/m² (kilowatt por metro cuadrado) a 12.5 kW/m²,
- Zona de alto riesgo: 5 kW/m²,
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1.4 kW/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.

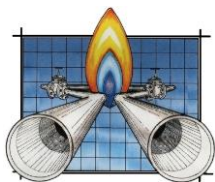
Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en las instalaciones y su efecto en el medio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

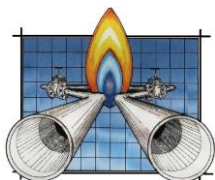
Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas. La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

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



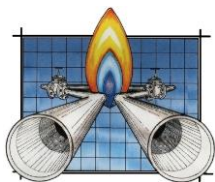
(kW/m ²)	Daño a equipos / materiales	Daño a personas
		exposición a los humos generados por el incendio.
4	-	ZONA DE ALERTA: suficiente para causar dolor si la exposición es mayor a 20 segundos. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.5	-	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado.
1.39	-	No causará incomodidad en exposiciones prolongadas.

Formación de ondas de sobrepresión.

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

Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.

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

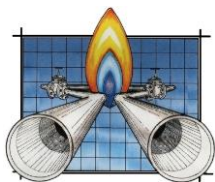


Sobrepresión (psi)	Daño esperado
2.5	Dstrucción del 50% del enladrillado casero.
3.0	Edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados en sus cimientos.
3.0 – 4.0	Edificios de panel de acero sin estructura arruinados.
4.0	Ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros.
5.0	Postes de madera arrancados.
5.0 – 7.0	Dstrucción 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.

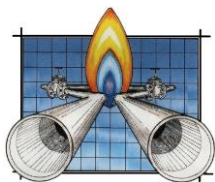
La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la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

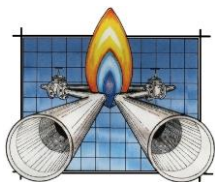
Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
ARSH-Esc1-CG	Filtro Coalescente de la City Gate	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Oficinas de Gobierno	15	ZARDE	ZARDE
ARSH-Esc2-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Oficinas de Gobierno	15	ZARDE	ZARDE
ARSH-Esc3-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Oficinas de Gobierno	15	ZARDE	ZARDE



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

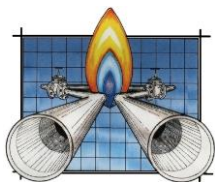
Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
		Colonia Fovissste II	330	--	ZAR
		Escuela de Educación Media Superior	534	--	ZA
ARSH-Esc4-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Oficinas de Gobierno	15	ZARDE	ZARDE
ARSH-Esc5-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Colonia Las Granjas	17	--	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Los Encinos	30	--	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc6-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Colonia Las Granjas	17	--	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Los Encinos	30	--	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc7-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Colonia Las Granjas	17	--	ZAR ZA
ARSH-Esc8-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Colonia Kennedy	Contigua	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc9-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Colonia Kennedy	Contigua	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc10-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Colonia Kennedy	Contigua	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc11-ERM-TIPO 03	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Vegetación Natural	23	--	ZAR ZA
		Centro Comercial	18	--	ZARDE ZAR
ARSH-Esc12-ERM-TIPO 03	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Vegetación Natural	23	--	ZAR ZA
		Centro Comercial	18	--	ZARDE ZAR
ARSH-Esc13-ERM-	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Vegetación Natural	23	--	ZA



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

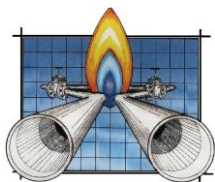
Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
TIPO 03		Centro Comercial	18	--	ZA
ARSH-Esc14-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Colonia Kennedy	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Las Granjas	20	--	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc15-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Colonia Kennedy	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Las Granjas	20	--	ZAR ZA
ARSH-Esc16-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Colonia Kennedy	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Las Granjas	20	--	ZA
ARSH-Esc17-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Fábrica de Materiales de usos médicos	42	--	ZAR ZA
		Fábrica muebles de oficina	31	--	ZAR ZA
ARSH-Esc18-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Fábrica de Materiales de usos médicos	42	--	ZAR ZA
		Fábrica muebles de oficina	31	--	ZAR ZA
		Fábrica de productos de acrílico	70	--	ZA
ARSH-Esc19-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Fábrica muebles de oficina	31	--	ZAR ZA
ARSH-Esc20-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	Fábrica de productos tecnológicos	59	--	ZA
		Vegetación Natural	47	--	ZA



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

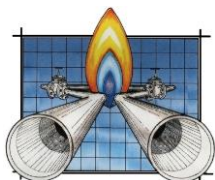
Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
ARSH-Esc21-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	Fábrica de productos tecnológicos	59	--	ZAR ZA
		Vegetación Natural	47	--	ZAR ZA
ARSH-Esc22-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	NA	NA	--	--
ARSH-Esc23-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35	--	ZAR ZA
		Fábrica de productos para el cuidado de la salud planta 3	58	--	ZA
ARSH-Esc24-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35	ZA	ZARDE ZAR
		Fábrica de productos para el cuidado de la salud planta 3	58	--	ZAR ZA
		Fábrica de artículos electrónicos	112	--	ZA
ARSH-Esc25-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35	--	ZA
ARSH-Esc26-Dcto-10"-PE	Gasoducto de 10" ø en Polietileno.	Fábrica de empaques de cartón	196	--	ZAR ZA
		Fábrica de puertas para garaje	146	ZA	ZAR ZA
		Fábrica de cables de datos	289	--	ZA
		Empres de Construcción	241	--	ZAR ZA
		Vegetación Natural	15	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc27-Dcto-10"-PE	Gasoducto de 10" ø en Polietileno.	Vegetación Natural	15	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc28-Dcto-8"-PE	Gasoducto de 8" ø en Polietileno.	Hospital familiar IMSS	272	--	ZAR
		Empresa de paquetería	23	ZARDE	ZARDE
		Oficinas administrativas IMSS	236	--	ZA



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

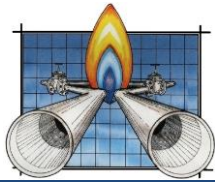
Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
		Fábrica de productos médicos	185	--	ZAR
ARSH-Esc29-Dcto-8"-PE	Gasoducto de 8" ø en Polietileno.	Empresa de paquetería	23	ZA	ZARDE ZAR
ARSH-Esc30-Dcto-6"-PE	Gasoducto de 6" ø en Polietileno.	Estación de Servicio Gas L.P.	19	ZARDE	ZARDE
		Colonia las Terrazas	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc31-Dcto-6"-PE	Gasoducto de 6" ø en Polietileno.	Estación de Servicio Gas L.P.	19	ZA	ZARDE
		Colonia las Terrazas	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc32-Dcto-4"-PE	Gasoducto de 4" ø en Polietileno.	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Subestación eléctrica	140	--	ZA
		Fábrica de llantas automotrices	134	--	ZA
		Vías FFCC	205	--	ZA
ARSH-Esc33-Dcto-4"-PE	Gasoducto de 4" ø en Polietileno.	Vegetación Natural	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc34-Dcto-3"-PE	Gasoducto de 3" ø en Polietileno.	Colonia Altamira	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Moderna	72	--	ZAR
		Tienda de Autoservicio	113	--	ZA
ARSH-Esc35-Dcto-3"-PE	Gasoducto de 3" ø en Polietileno.	Colonia Altamira	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc36-Dcto-2"-PE	Gasoducto de 2" ø en Polietileno.	Colonia Bolívar	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Estación de Servicio carga de Gasolinas	46	--	ZAR
		Vías FFCC	135	--	ZA



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Escenario	Instalación	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés	
				Radiación	Sobre-presión
ARSH-Esc37-Dcto-2"-PE	Gasoducto de 2" ø en Polietileno.	Colonia Bolívar	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Estación de Servicio carga de Gasolinas	46	--	ZA
ARSH-Esc38-Dcto-1-1/4"-PE	Gasoducto de 1-1/4" ø en Polietileno.	Colonia Kennedy	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Colonia Kalitea	48	--	ZAR
		Plaza Comercial	24	--	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc39-Dcto-1-1/4"-PE	Gasoducto de 1-1/4" ø en Polietileno.	Colonia Kennedy	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
		Plaza Comercial	24	--	ZA
ARSH-Esc40-Dcto-1"-PE	Gasoducto de 1" ø en Polietileno.	Colonia Centro	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc41-Dcto-1"-PE	Gasoducto de 1" ø en Polietileno.	Colonia Centro	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc42-Dcto-3/4"-PE	Gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	Colonia Bolívar	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA
ARSH-Esc43-Dcto-3/4"-PE	Gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	Colonia Bolívar	Contiguo	ZARDE ZAR ZA	ZARDE ZAR ZA

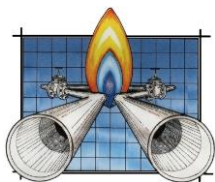


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

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

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
ARSH-Esc1-CG	Filtro Coalescente de la City Gate	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	18.1	Vegetación Natural	Contiguo	13 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro 12 Sistema NOVO	1 Instalar válvula de seguridad en Filtro Coalescente 2 Instalar transmisor de presión en el filtro
				Sobrepresión	46.62	Oficinas de Gobierno	15		
			Alto Riesgo	Radiación	28.36	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	106.41	Vegetación Natural	Contiguo		
				Radiación	28.36	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	106.41	Vegetación Natural	Contiguo		
ARSH-Esc2-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	13.7	Vegetación Natural	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la City Gate 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	48.46	Oficinas de Gobierno	15		
			Alto Riesgo	Radiación	21.51	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	110.62	Vegetación Natural	Contiguo		
				Radiación	21.51	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	110.62	Vegetación Natural	Contiguo		
ARSH-Esc3-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	101.13	Vegetación Natural	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la City Gate 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	153.85	Oficinas de Gobierno	15		
			Alto Riesgo	Radiación	157.93	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	351.19	Vegetación Natural	Contiguo		
				Radiación	157.93	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	351.19	Colonia Fovissste II	330		
ARSH-Esc4-CG	Ducto de Entrada a la City Gate	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	21.58	Vegetación Natural	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la City Gate 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema	Ningunas
				Sobrepresión	52.62	Oficinas de Gobierno	15		
			Alto Riesgo	Radiación	52.62	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	52.62	Oficinas de Gobierno	15		
				Radiación	33.78	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	33.78	Vegetación Natural	Contiguo		

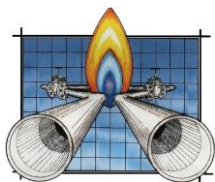


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			0	Sobrepresión	120.12	Vegetación Natural	Contiguo	NOVO	
ARSH-Esc5-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Las Granjas	17		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	NA	NA		
				Sobrepresión	45.9	Colonia Las Granjas	17		
						Colonia Los Encinos	30		
ARSH-Esc6-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Las Granjas	17		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	NA	NA		
				Sobrepresión	45.9	Colonia Las Granjas	17		
						Colonia Los Encinos	30		
ARSH-Esc7-ERM-TIPO 01	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 1	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	6.79	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	0	NA	NA		
				Sobrepresión	15.49	Colonia Las Granjas	17		
ARSH-Esc8-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	Colonia Kennedy	Contigua	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Kennedy	Contigua		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	Colonia Kennedy	Contigua		
				Sobrepresión	45.9	Colonia Kennedy	Contigua		
ARSH-Esc9-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	Colonia Kennedy	Contigua	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Kennedy	Contigua		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	Colonia Kennedy	Contigua		

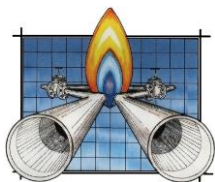


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			0	Sobrepresión	36.43	Colonia Kennedy	Contigua	a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	
ARSH-Esc10-ERM-TIPO 02	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 2	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	6.79	Colonia Kennedy	Contigua		
			Alto Riesgo	Radiación	0	NA	NA		
				Sobrepresión	15.49	Colonia Kennedy	Contigua		
ARSH-Esc11-ERM-TIPO 03	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Centro Comercial	18		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	NA	NA		
				Sobrepresión	45.9	Vegetación Natural	23		
						Centro Comercial	18		
ARSH-Esc12-ERM-TIPO 03	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	4.9	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	22.41	Centro Comercial	18		
			Alto Riesgo	Radiación	9.03	NA	NA		
				Sobrepresión	51.16	Vegetación Natural	23		
						Centro Comercial	18		
ARSH-Esc13-ERM-TIPO 03	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 3	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	6.79	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	1.35	NA	NA		
				Sobrepresión	15.49	NA	NA		
ARSH-Esc14-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	Colonia Kennedy	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes.	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Kennedy	Contiguo		
			Colonia Las Granjas			20			
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	Colonia Kennedy	Contiguo		

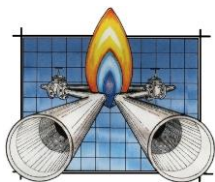


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

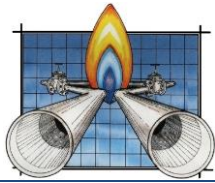
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			0	Sobrepresión	45.9	Colonia Kennedy	Contiguo	12 Sistema NOVO	
						Colonia Las Granjas	20		
ARSH-Esc15-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	Colonia Kennedy	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Colonia Kennedy	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	Colonia Kennedy	Contiguo		
				Sobrepresión	36.43	Colonia Kennedy	Contiguo		
						Colonia Las Granjas	20		
ARSH-Esc16-ERM-TIPO 04	Ducto de Entrada a la ERM Tipo 4	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	6.79	Colonia Kennedy	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	0	NA	NA		
				Sobrepresión	15.49	Colonia Kennedy	Contiguo		
ARSH-Esc17-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
				Sobrepresión	45.9	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
						Fábrica de Materiales de usos médicos	42		
						Fábrica muebles de oficina	31		
ARSH-Esc18-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	8.05	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema	Ningunas
				Sobrepresión	30.53	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	14.37	Fabricante de Repuestos	Contiguo		



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			0			para Maquinaria		NOVO	
				Sobrepresión	69.69	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
						Fábrica de Materiales de usos médicos	42		
						Fábrica muebles de oficina	31		
ARSH-Esc19-ERM-TIPO A	Ducto de Entrada a la ERM Tipo A	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0.75	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	10.77	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	2.67	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
				Sobrepresión	24.59	Fabricante de Repuestos para Maquinaria	Contiguo		
						Fábrica muebles de oficina	31		
ARSH-Esc20-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	NA	NA		
				Sobrepresión	45.9	NA	NA		
ARSH-Esc21-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	8.05	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	30.53	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	14.37	NA	NA		
				Sobrepresión	69.69	Fábrica de productos tecnológicos	59		
						Vegetación Natural	47		
ARSH-Esc22-ERM-TIPO B	Ducto de Entrada a la ERM Tipo B	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0.75	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de	Ningunas
				Sobrepresión	10.77	NA	NA		

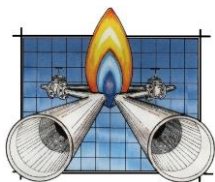


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

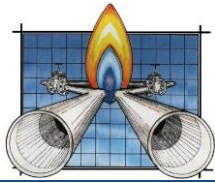
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Alto Riesgo	Radiación	2.68	NA	NA	Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	
				Sobrepresión	24.59	NA	NA		
ARSH-Esc23-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.67	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	20.11	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	5.37	NA	NA		
				Sobrepresión	45.9	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35		
ARSH-Esc24-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	12.11	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	40.02	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35		
			Alto Riesgo	Radiación	21.32	NA	NA		
				Sobrepresión	91.36	Fábrica de productos para el cuidado de la salud	35		
						Fábrica de productos para el cuidado de la salud planta 3	58		
ARSH-Esc25-ERM-TIPO C	Ducto de Entrada a la ERM Tipo C	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	1.95	NA	NA	10 Indicador de presión diferencial en el cuerpo del filtro de la ERM 11 Transmisor de Presión en el cabezal de entrada a los filtros coalescentes. 12 Sistema NOVO	Ningunas
				Sobrepresión	13.57	NA	NA		
			Alto Riesgo	Radiación	4.24	NA	NA		
				Sobrepresión	30.99	NA	NA		
ARSH-Esc26-Dcto-10"-PE	Gasoducto de 10" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	55.44	Vegetación Natural	15	Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales.	Ningunas
				Sobrepresión	107.57	Vegetación Natural	15		
			Alto Riesgo	Radiación	91.33	Vegetación Natural	15		
				Sobrepresión	245.55	Fábrica de empaques de	196		



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						cartón		- Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
						Fábrica de puertas para garaje	146		
						Empresas de Construcción	241		
						Vegetación Natural	15		
ARSH-Esc27-Dcto-10"-PE	Gasoducto de 10" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	12.14	Vegetación Natural	15	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN.	Ningunas
				Sobrepresión	36.77	Vegetación Natural	15		
			Alto Riesgo	Radiación	19.73	Vegetación Natural	15		
				Sobrepresión	83.94	Vegetación Natural	15		

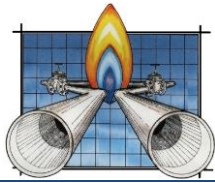


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

IV

Estado de Sonora.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc28-Dcto-8"-PE	Gasoducto de 8" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	45.24	Empresa de paquetería	23	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a	Ningunas
				Sobrepresión	92.7	Empresa de paquetería	23		
			Alto Riesgo	Radiación	74.05	NA	NA		
				Sobrepresión	211.62	Fábrica de productos médicos	185		

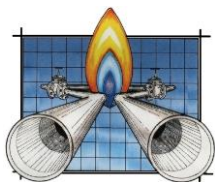


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

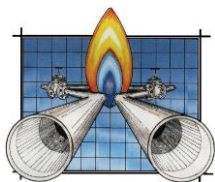
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc29-Dcto-8"-PE	Gasoducto de 8" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	9.82	NA	NA	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	Ningunas
				Sobrepresión	31.71	Empresa de paquetería	23		
			Alto Riesgo	Radiación	15.95	NA	NA		
				Sobrepresión	72.39	Empresa de paquetería	23		
ARSH-Esc30-Dcto-6"-	Gasoducto de 6" ø en	Gas Natural	Alto Riesgo en	Radiación	34.43	Estación de Servicio Gas L.P.	19	Protección envolvente de la tubería tipo	Ningunas



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
PE	Polietileno.		equipos			Colonia las Terrazas	Contiguo	epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. ▪ Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. ▪ TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
				Sobrepresión	78.52	Estación de Servicio Gas L.P.	19		
			Alto Riesgo	Radiación	56.28	Colonia las Terrazas	Contiguo		
				Sobrepresión	174.68	Colonia las Terrazas	Contiguo		
ARSH-Esc31-Dcto-6"-PE	Gasoducto de 6" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	7.47	Colonia las Terrazas	Contiguo	▪ 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	Ningunas
				Sobrepresión	26.12	Estación de Servicio Gas L.P.	19		
						Colonia las Terrazas	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	12.12	Colonia las Terrazas	Contiguo		
				Sobrepresión	59.63	Colonia las Terrazas	Contiguo		

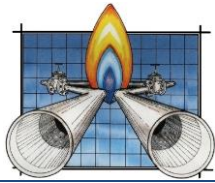


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc32-Dcto-4"-PE	Gasoducto de 4" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	23.44	Vegetación Natural	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de	Ningunas
				Sobrepresión	58.4	Vegetación Natural	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	38.22	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	133.31	Vegetación Natural	Contiguo		

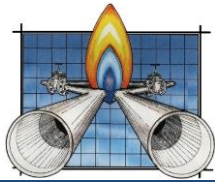


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc33-Dcto-4"-PE	Gasoducto de 4" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	5.08	Vegetación Natural	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-	Ningunas
				Sobrepresión	19.85	Vegetación Natural	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	8.23	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	45.3	Vegetación Natural	Contiguo		

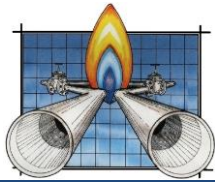


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								2016	
ARSH-Esc34-Dcto-3"-PE	Gasoducto de 3" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	17.88	Vegetación Natural	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	Ningunas
				Sobrepresión	48.19	Vegetación Natural	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	29.05	Vegetación Natural	Contiguo		
				Sobrepresión	110.01	Vegetación Natural	Contiguo		
ARSH-Esc35-Dcto-3"-PE	Gasoducto de 3" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	3.87	Colonia Altamira	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24	Ningunas
				Sobrepresión	16.36	Colonia Altamira	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	6.25	Colonia Altamira	Contiguo		
				Sobrepresión	37.34	Colonia Altamira	Contiguo		

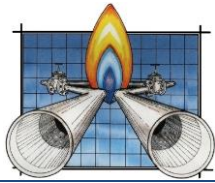


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc36-Dcto-2"-PE	Gasoducto de 2" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	12.14	Colonia Bolívar	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones	Ningunas
				Sobrepresión	36.77	Colonia Bolívar	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	19.73	Colonia Bolívar	Contiguo		
				Sobrepresión	83.94	Colonia Bolívar	Contiguo		
						Estación de Servicio carga de Gasolinas	46		

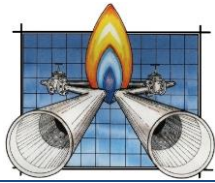


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc37-Dcto-2"-PE	Gasoducto de 2" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	2.63	Colonia Bolívar	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo	Ningunas
				Sobrepresión	12.33	Colonia Bolívar	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	4.25	Colonia Bolívar	Contiguo		
				Sobrepresión	28.15	Colonia Bolívar	Contiguo		

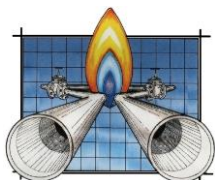


Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

IV

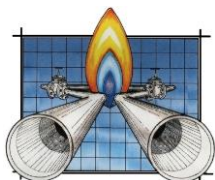
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc38-Dcto-1-1/4"-PE	Gasoducto de 1-1/4" Ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	7.77	Colonia Kennedy	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	Ningunas
				Sobrepresión	26.86	Colonia Kennedy	Contiguo		
						Plaza Comercial	24		
			Alto Riesgo	Radiación	12.6	Colonia Kennedy	Contiguo		
				Sobrepresión	61.32	Colonia Kennedy	Contiguo		
						Colonia Kalitea	48		
ARSH-Esc39-Dcto-1-1/4"-PE	Gasoducto de 1-1/4" Ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	1.65	Colonia Kennedy	Contiguo		
				Sobrepresión	8.55	Colonia Kennedy	Contiguo		
				Radiación	2.71	Colonia Kennedy	Contiguo		



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

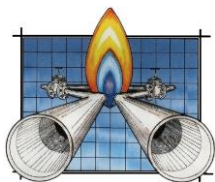
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			0	Sobrepresión	19.52	Colonia Kennedy	Contiguo		
ARSH-Esc40-Dcto-1"-PE	Gasoducto de 1" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	6.28	Colonia Centro	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	Ningunas
				Sobrepresión	23.21	Colonia Centro	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	10.18	Colonia Centro	Contiguo		
				Sobrepresión	52.99	Colonia Centro	Contiguo		
ARSH-Esc41-Dcto-1"-PE	Gasoducto de 1" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	1.32	Colonia Centro	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24	Ningunas
				Sobrepresión	8.55	Colonia Centro	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	2.18	Colonia Centro	Contiguo		
				Sobrepresión	19.52	Colonia Centro	Contiguo		



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

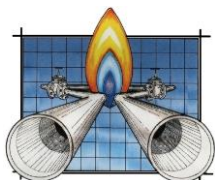
Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc42-Dcto-3/4"-PE	Gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	4.78	Colonia Bolívar	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones	Ningunas
				Sobrepresión	19.02	Colonia Bolívar	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	7.74	Colonia Bolívar	Contiguo		
				Sobrepresión	43.41	Colonia Bolívar	Contiguo		



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	
ARSH-Esc43-Dcto-3/4"-PE	Gasoducto de 3/4" ø en Polietileno.	Gas Natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	0.99	Colonia Bolívar	Contiguo	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo	Ningunas
				Sobrepresión	6.79	Colonia Bolívar	Contiguo		
			Alto Riesgo	Radiación	1.63	Colonia Bolívar	Contiguo		
				Sobrepresión	15.49	Colonia Bolívar	Contiguo		



Estudio de Riesgo (ER) “Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”

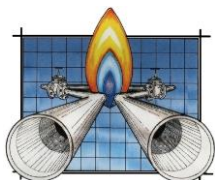
Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016	

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

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
ARSH-Esc1-CG	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m ² , es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m ² y hasta niveles de 25 kW/m ² solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m ² y hasta niveles de 12.5 kW/m ² las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m ² y hasta niveles de 5 kW/m ² , es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. - Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. - Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. - Apoyo de los servicios de emergencia correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución.
			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.	
		Sobrepresión	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	



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
		Sobre presión		molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.	- Plan de Respuesta a Emergencias. - Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.
			Alto Riesgo	La generación de una explosión no confinada conlleva a efectos que pueden ser considerados significativos, por las ondas de sobrepresión que estarían generando la posible caída de arboles y el desplazamiento de fauna, por la generación de ruido, sin embargo, son mínimas las afectaciones hacia el medio ambiente.	
		Amortiguamiento			
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m². De 40 kW/m² hasta 25 kW/m². En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m², solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m² y hasta los 5 kW/m² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.	
				Amortiguamiento	
		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	

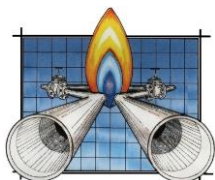
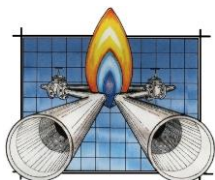


Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2 a Esc25).

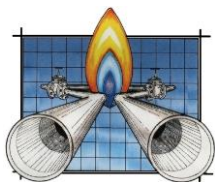
Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
Afectaciones a los ductos de entrada a la City gate y las ERMs	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m². De 40 kW/m² hasta 25 kW/m². En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m², solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m² y hasta los 5 kW/m² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o 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.	

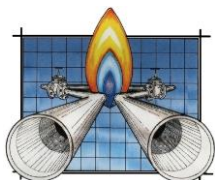


Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Tabla 10 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc26 a Esc43).

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
Afectación a los Gasoductos de Polietileno del SDGN	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m ² , es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m ² y hasta niveles de 25 kW/m ² solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m ² y hasta niveles de 12.5 kW/m ² las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m ² y hasta niveles de 5 kW/m ² , es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.	- Protección envolvente de la tubería tipo epóxica para ductos enterrados y pintura para instalaciones superficiales. - Centro de Control SCADA operado las 24 horas del día por personal capacitado que monitorea las condiciones operativas de la red de distribución en la City Gate. - TALÓN. Software que permite monitorear las condiciones operativas de nuestros sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia. - Válvulas de Seccionamiento de Línea ubicadas a lo largo de la red de distribución conforme a los lineamientos de la NOM-003-ASEA-2016. - Celajes por personal de la empresa en todo el Derecho de Vía (DDV) de la red de distribución. - Número de emergencia indicado en los postes del DDV para que habitantes de las comunidades cercanas puedan notificar la presencia de cualquier situación de riesgo en la red de distribución. - Apoyo de los servicios de emergencia
			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 autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m ² . De 40 kW/m ² hasta 25 kW/m ² . En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica,	



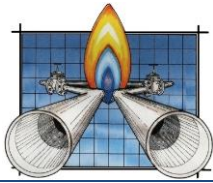
Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica Sonora (Nogales)”
 Estado de Sonora.

IV

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción	Salvaguardas existentes
				indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m ² , solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m ² y hasta los 5 kW/m ² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.	correspondientes a cada una de las áreas de la red de distribución. - Plan de Respuesta a Emergencias. - Plan Integral de Seguridad para fugas de Gas Natural.
			Amortiguamiento	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.	

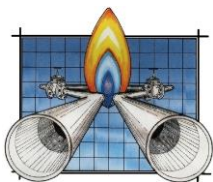
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

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.
- TALON. Software que permite monitorear las condiciones operativas de los sistemas de distribución y transporte de Gas Natural (Presión, Temperatura, Volumen y Energía) a distancia, para envío a oficinas de GNN en Torreón, Coah., el cual se describe a detalle a continuación:

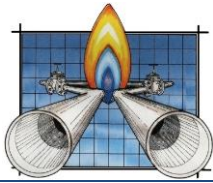
TALÓN

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”.

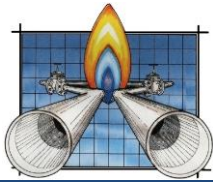
DESCRIPCIÓN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO “TALON”

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

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

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

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



Estudio de Riesgo (ER)
“Sistema de Distribución de Gas Natural de la Zona geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

V

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:

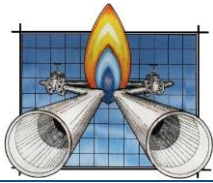
Por medio de un convertidor RJ45-Serial LANTRONIX, el Computador de Flujo se enlaza con un Modem Satelital IDIRECT, modelo X3, que sirve para crear la puerta de enlace a través del segmento de red del proveedor de servicios de conectividad satelital.

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 de la Zona geográfica Sonora (Nogales)”

Estado de Sonora.

V

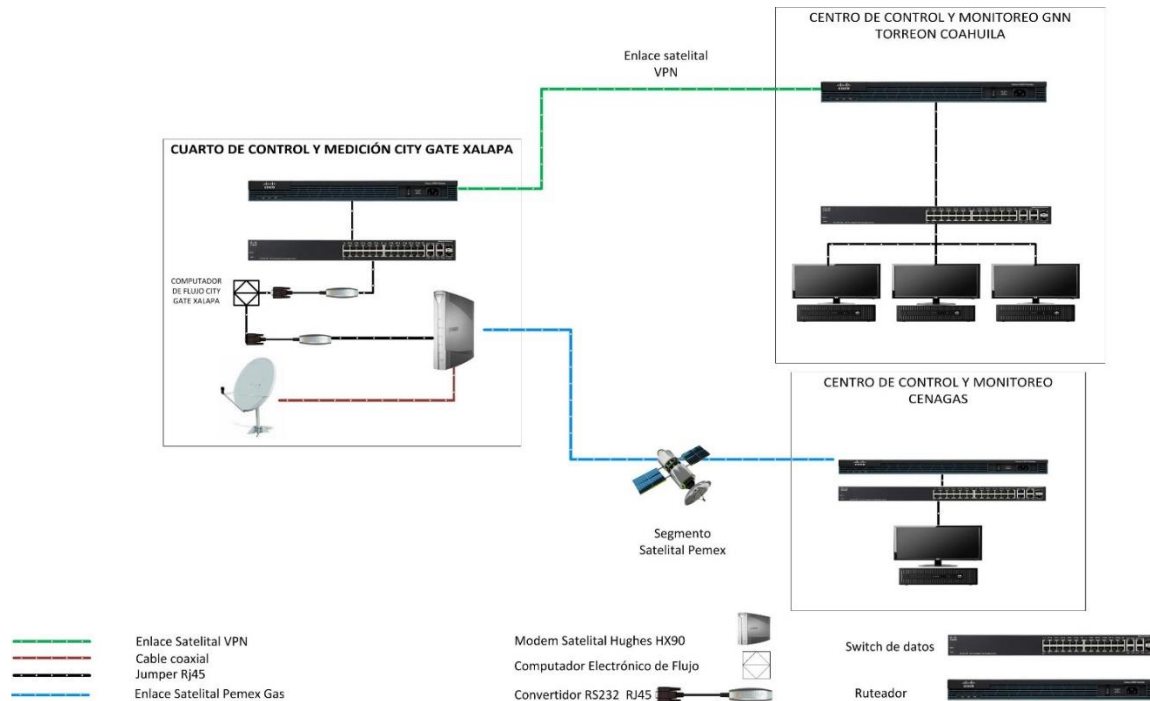


Figura 1 “Esquema de Telecomunicaciones City Gate”.

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:

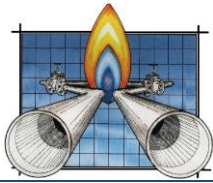
Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una 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 a las especificaciones establecidas en normas para gasoductos que incluya válvulas, conexiones y accesorios.
- Se instalarán detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.

b) Incendio por una fuga de gas natural:

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

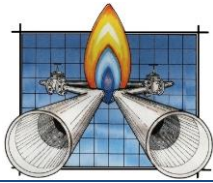
- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento.
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios.



- 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:

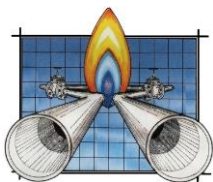
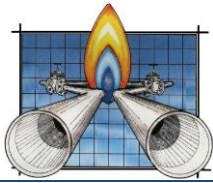


Tabla 2 Actividades de mantenimiento a realizar.

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.

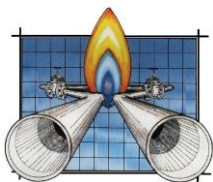
Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para distribución de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la **NOM-003-ASEA-2016**, misma que establece que se debe realizar una verificación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

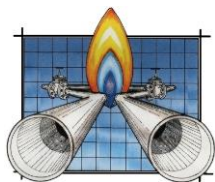


Así mismo, para la etapa de construcción e instalación del sistema para distribución de gas natural, se debe de contar con un dictamen de inicio de operaciones o de construcción realizado por la Unidad Verificadora.

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-08. Patrullaje de los sistemas de transporte.
- PO-OYM-OPE-09. Detección y localización de fugas.
- PO-OYM-OPE-10. Clasificación de fugas de gas Natural.
- PO-OYM-MANTTO-04. Medición de resistividad del suelo.
- PO-OYM-MANTTO-05. Toma de potencial entre tubería y suelo.
- PO-OYM-MANTTO-06. Revisión de aislamiento eléctrico en camisas.
- PO-OYM-MANTTO-07. Revisión de aislamiento eléctrico.
- PO-OYM-MANTTO-10. Calibración de espesores en instalaciones superficiales.
- PO-OYM-MANTTO-11. Manejo e instalación de tuberías de acero.
- PO-OYM-MANTTO-12. Mantenimiento a casetas de ERM.
- PO-OYM-MANTTO-14. Mantenimiento a válvulas reguladores instaladas en la ERM.
- PO-OYM-MANTTO-18. Pintado de instalaciones.
- PO-OYM-MANTTO-19. Garantizar la señalización de la franja de desarrollo del sistema.
- PO-OYM-MANTTO-20. Lavado de tuberías y accesorios en City Gates, ERM y cuarto de interconexión.
- PO-OYM-MANTTO-21. Limpieza a la franja de desarrollo del sistema.
- PO-OYM-MANTTO-25. Calibración de los transmisores multivariados.
- 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.

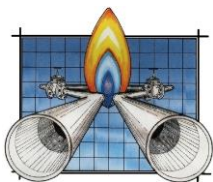
ATENCIÓN A EMERGENCIAS.

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 debera reportarlo de inmediato al Supervisor de Medio Ambiente de GNN.

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

2. Equipo y materiales.

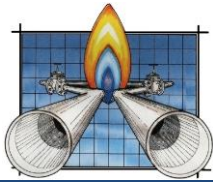
El Supervisor de Medio Ambiente debera asegurarse de disponer los recursos materiales para atender las emergencias ambientales, los cuales son (enunciativa mas no limitativamente) los siguientes:

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

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

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

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



DESPUES

- Evaluar el entorno ambiental para identificar los impactos ambientales adversos ocasionados, y en su caso determinar las acciones mitigar/minimizar dichos impactos.

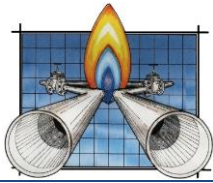
Para mayor detalle, Ver **Anexo 18**.

Incendio.

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

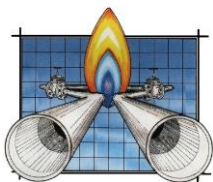
Una vez que el incendio ha sido atendido, el Supervisor de Medio Ambiente, debera;

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



Índice

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



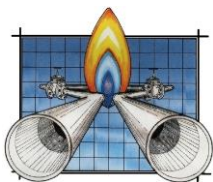
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1 CONCLUSIONES.

El proyecto al Sistema para Distribución de Gas Natural en la Zona Geográfica Sonora (Nogales), 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.

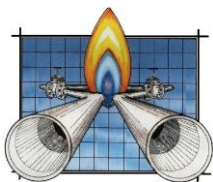
- ✓ De los resultados del Análisis HAZOP, se constató que las variables principal a monitorear son Presión, Flujo y Nivel principalmente, ya que ésta última está involucrada principalmente en los sistemas de filtración de proceso y servicios auxiliares de las ERM, donde la desviación de más y menos nivel, puede repercutir principalmente en el arrastre de condensados aguas arriba de los filtros causando severos daños a los sistemas existentes, por su parte menos nivel, provocado por la apertura en falso de las válvulas de control de nivel en las líneas de drenado, provocaría el paso directo de gas natural por las líneas de condensados ocasionando la fuga de gas hacia la atmosfera de combustible que con la presencia de una fuente de ignición puede provocar una situación de emergencia donde las pérdidas materiales y de proceso serían significativas. Por su parte, las variables de presión y flujo, de acuerdo con el análisis realizado, las principales desviaciones detectadas de mayor riesgo (riesgo Medio) son las de menos y más presión/flujo y/o flujo en otra dirección, por fallas específicas en los instrumentos de control y de seguridad.
- ✓ Del Análisis What If, se determinó que una de las causas principales causas a la pregunta ¿Qué Pasa si no hay flujo?, sería por agentes externos que pueden afectar la operación del sistema de 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 a 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 la ERM, ya que de acuerdo al análisis HAZOP existen parámetros operacionales que pueden repercutir en posibles fallas (rupturas de línea) con probable liberación de gas en las principales instalaciones de proceso, causadas por sobrepresión en las líneas de conducción, falla de válvulas manuales o por la activación de los sistemas de seguridad como válvulas de alivio, y que por su ubicación podrían afectar la infraestructura aledaña y las áreas agrícolas extiendes directamente, y en su caso, desencadenar un incendio mayor si la capacidad de respuesta es mayor, sin embargo la empresa tiene instalados sistemas de seguridad para prevenir situaciones de riesgo que estén directamente relacionadas con las condiciones operativas del sistema, tal es el caso del SCADA y el sistema TALON 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 transporte se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad y por la supervisión de las condiciones operativas del sistema, aunado a que el transporte por ductos de hidrocarburos es de los más seguros y confiables. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudan a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

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



VI.2 RECOMENDACIONES.

Para la realización del presente Estudio de Riesgo, se utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y determinación de riesgos, así como el paquete SCRI (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosión, versión 2.0), de lo cual, aunado a los recorridos en campo donde se instalará el presente proyecto, se derivan las siguientes recomendaciones.

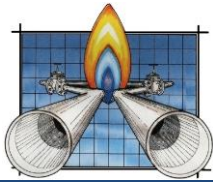
- Atender las recomendaciones que se incluyen en las hojas de trabajo del HAZOP.
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de los mismos de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
- Contar con un sistema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

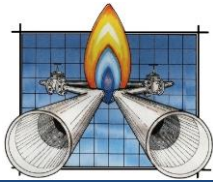
- ✓ Considerar en la ingeniería de detalle del proyecto, el diseño y construcción de trampas de envío y recibo de dispositivos de limpieza e inspección interna para la evaluación de la integridad de los gasoductos troncales de acero al carbón.
- ✓ Cuando por razones técnicas el diseño la red de distribución, no considere la instalación de trampas de envío y recibo de diablos, establecer los métodos de evaluación de la integridad mecánica de los ductos de acuerdo a la NOM-009-ASEA-2017.
- ✓ Elaboración del Estudio de Impacto Social, donde se establezcan medidas de atención a la comunidad que tendrá incidencia en la red de distribución de gas natural.

Control de la Corrosión

- ✓ Asegurarse que la memoria de cálculo del sistema de protección catódica cumpla con la normatividad aplicable.
- ✓ Asegurar que la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica a instalar para protección de los gasoductos de acero, contenga como mínimo lo siguiente: tiempo de vida, criterios, ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo, cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos, reglamentos y regulaciones a observar durante la implementación del mismo.

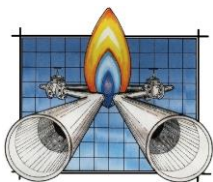


- ✓ Toda la tubería de acero debe estar protegida mediante Sistema de Protección Catódica desde el primer día de operación; en dado caso que, GNN decida lo contrario, se debe demostrar mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados, en este caso el sistema de protección catódica deberá estar instalado en un plazo no mayor a un año posterior al primer día de operación del sistema de distribución de gas natural.
- ✓ Además de la memoria técnica del Sistema de Protección Catódica, contar con los resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas).
- ✓ Una vez instalado el Sistema de Protección Catódica, elaborar los planos y diagramas del sistema de tal y como fue instalado. (Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-Ducto, Ducto-estación de registro de potencial y 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.	3



VII. RESUMEN EJECUTIVO.

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

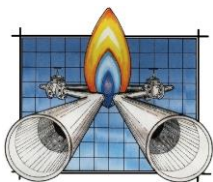
El presente proyecto corresponde a la construcción y operación de un Sistema para Distribución de Gas Natural Nogales, Sonora, en el estado de Sonora a cargo de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

El proyecto comprende de manera integral la instalación de 42 692.64 m (42.69 km) de tubería distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1 Características del Sistema de distribución.

Especificaciones de la tubería	Longitud (m)
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 250 mm (10") Esp. 0.977"	6 531.68
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 200 mm (8") Esp. 0.784"	2 532.49
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 150 mm (6") Esp. 0.602"	3 389.28
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 100 mm (4") Esp. 0.409"	10 645.25
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 80 mm (3") Esp. 0.318"	4 259.85
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 50 mm (2") Esp. 0.216"	14 495.53
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 32 mm (1-1/4") Esp. 0.151"	260.82
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 25 mm (1") Esp. 0.119"	68.04
Gasoducto PE 3408 HD SDR 11 DN 20 mm (3/4") Esp. 0.095"	509.59
Total	42 692.64

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 4% de los requisitos de la NOM, la Promovente no presentó evidencia, por lo que dichos requisitos deberán ser subsanados durante el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida e Ingeniería de Detalle del presente proyecto.



El Análisis Cualitativo consistió en la elaboración de un Análisis HAZOP (para las 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.

De los 47 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 29 escenarios (61.7%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 6 escenarios (12.8%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 9 (19.1%) recaen en la Zona de ALARP “B”, mientras que el resto equivalente a 38 (80.9%) 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 los siguiente:

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

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

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**.