TABLA DE CONTENIDO

I. DATOS GENERALES 4
I.1. NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA U ORGANISMO 4
I.2. REGISTRO FEDERAL DE CONTRIBUYENTES DE LA EMPRESA 4
I.3. NÚMERO DE REGISTRO DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN EMPRESARIAL MEXICANO (SIEM) 4
I.4. CÁMARA O ASOCIACIÓN A LA QUE PERTENECE, INDICANDO EL NÚMERO DE REGISTRO Y LA FECHA DE AFILIACIÓN 4
I.5. ACTIVIDAD PRODUCTIVA PRINCIPAL DEL ESTABLECIMIENTO 4
I.6. CLAVE DEL CATÁLOGO M A P 4
I.7. CÓDIGO AMBIENTAL 4
I.8. DOMICILIO DEL ESTABLECIMIENTO 4
I.9. DOMICILIO PARA OÍR Y RECIBIR NOTIFICACIONES 5
I.10. FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN 5
I.11. NÚMERO DE TRABAJADORES EQUIVALENTE 5
I.12. TOTAL DE HORAS SEMANALES TRABAJADAS 5
I.13. NÚMERO DE TRABAJADORES PROMEDIO, POR DÍA Y POR TURNO LABORADO 5
I.14. ¿ES MAQUILADORA DE RÉGIMEN DE IMPORTACIÓN TEMPORAL? 5
I.15. ¿PERTENECE A ALGUNA CORPORACIÓN? 5
I.16. PARTICIPACIÓN DE CAPITAL 5
I.17. NÚMERO DE EMPLEOS INDIRECTOS A GENERAR 6
I.18. INVERSIÓN ESTIMADA (M.N.) 6
I.19. NOMBRE DEL GESTOR O PROMOVENTE 6
I.20. REGISTRO FEDERAL DE CONTRIBUYENTES DEL GESTOR O PROMOVENTE 6
I.21. DEPARTAMENTO PROPONENTE DEL ESTUDIO DE RIESGO 6
I.22. NOMBRE COMPLETO, FIRMA Y PUESTO DE LA PERSONA RESPONSABLE DE LA INSTALACIÓN 6
I.23. NOMBRE COMPLETO REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA, BAJO PROTESTA DE DECIR LA VERDAD 7
I.24. NOMBRE DE LA COMPAÑÍA ENCARGADA DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE RIESGO 7
I.25. DOMICILIO DE LA COMPAÑÍA ENCARGADA DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE RIESGO 7
I.26. NOMBRE COMPLETO, PUESTO Y FIRMA DE LA PERSONA RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO 7
II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN 8
II.1. NOMBRE DE LA INSTALACIÓN, HACIENDO UNA BREVE DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD 8
II.1.1. Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización 8
II.1.2. Fecha de inicio de operaciones 8
II.1.3. Descripción de la instalación 8
II.1.4 Antigüedad y vida útil 26
II.2. UBICACIÓN DEL DUCTO EN OPERACIÓN 26
II.2.1 Mapa de la región 27
II.2.2 Planos de trazo y perfil del ducto 28
II.2.2.1 Tabla indicativa de cruzamientos 33
II.2.3 Descripción de accesos 41
II.3. AUTORIZACIONES OFICIALES 45
III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO 47
III.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SITIOS O ÁREAS SELECCIONADAS PARA LA UBICACIÓN DEL DUCTO 47
III.1.1 Medio Abiótico 51
III.1.2. Medio Biótico 66
III.1.3 Planos de la región 80
III.1.2 Zonas susceptibles 81

III.2. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS ENTORNO A LA INSTALACIÓN 97
III.3. DETERIORO ESPERADO EN LA FLORA Y FAUNA POR LA REALIZACIÓN DE ACTIVIDADES DE LA INSTALACIÓN 98

IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO LOCAL 101

IV.1. Plan Municipal de Desarrollo de Benito Juárez 101
IV.2. Programa de Desarrollo Urbano del Centro de Población Cancún 107

V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 111

V.1. BASES DE DISEÑO Y NORMAS UTILIZADAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL DUCTO 111
V.2. INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA LA OPERACIÓN DEL DUCTO 130
V.3. DATOS DE SEGURIDAD (MSDS) DE LAS SUSTANCIAS Y/O MATERIALES PELIGROSOS 140
V.4. CONDICIONES DE OPERACIÓN 148
V.4.1. Condiciones de operación del ducto 148
V.4.2. Características de la instrumentación y control 157

VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS 216

VI.1. ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES OCURRIDOS EN DUCTOS SIMILARES 216
VI.2. PUNTOS PROBABLES DE RIESGO 224
VI.3. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN 235
V.3.1. Determinación de las probabilidades de ocurrencia 240
VI.4. ZONAS DE ALTO RIESGO Y AMORTIGUAMIENTO 268
VI.5. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE POSIBLES INTERACCIONES DE RIESGO CON OTRAS ÁREAS, EQUIPOS O INSTALACIONES PRÓXIMAS A LA INSTALACIÓN 272
VI.5.1. Metodología de identificación y jerarquización 272
V.5.2. Interacciones de riesgo 296
VI.7. REPORTE DEL RESULTADO DE LA ÚLTIMA AUDITORÍA DE SEGURIDAD PRACTICADA A LAS INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL DUCTO 324
VI.8. MEDIDAS, EQUIPOS, DISPOSITIVOS Y SISTEMAS DE SEGURIDAD CON QUE CONTARÁ LA INSTALACIÓN 325
VI.9. MEDIDAS PREVENTIVAS, INCLUIDOS LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN, ASÍ COMO LOS PROGRAMAS DE CONTINGENCIAS QUE SE APLICARÁN DURANTE LA OPERACIÓN NORMAL DE LA INSTALACIÓN 326
V.9.1. Medidas de seguridad 326
V.9.2. Operación y mantenimiento 330
V.9.3. Verificaciones y/o auditorías de seguridad 331

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 336

VII.1. INFORME TÉCNICO DEL ESTUDIO DE RIESGO 336
VII.2. RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA LA INSTALACIÓN EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL 340
VII.2.1. Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado 342

VIII. ANEXOS 344

VIII.1. ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS 344
VIII.2. DOCUMENTOS LEGALES 351
VIII.3. DOCUMENTOS DEL RESPONSABLE Y LOS COLABORADORES DEL ESTUDIO 352
VIII.4. ARCHIVO FOTOGRÁFICO O VIDEO 353
VIII.5. PLANOS E IMÁGENES 354
VIII.6. MEMORIAS TÉCNICAS Y DESCRIPTIVAS 355
VIII.7. ESTUDIOS DE SIMULACIÓN DE RIESGOS 356
VIII.8. HOJAS DE SEGURIDAD 357
VIII.9. ÁRBOL DE FALLAS 358

VIII.10. HAZOP 359
VIII.11. FUENTES DE INFORMACIÓN, BIBLIOGRAFÍA 360

I. DATOS GENERALES

I.1. Nombre o razón social de la empresa u organismo

Gas Natural de del Noroeste, S. A. de C. V.

Se incluye copia simple del Acta Constitutiva de la Empresa (Anexo 2).

I.2. Registro Federal de Contribuyentes de la empresa

RFC protegido Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.3. Número de registro del Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM)

468420: Comercio al por menor. Distribución de Gas Natural.

I.4. Cámara o asociación a la que pertenece, indicando el número de registro y la fecha de afiliación

No Aplica.

I.5. Actividad productiva principal del establecimiento

Construcción, operación y mantenimiento de sistemas de gas natural.

I.6. Clave del Catálogo M A P

Opcional

I.7. Código ambiental

Opcional

I.8. Domicilio del establecimiento

Domicilio protegido Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.9. Domicilio para oír y recibir notificaciones

Domicilio protegido Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.10. Fecha de inicio de operación

Por definir.

I.11. Número de trabajadores equivalente

4 Personas

4 Personas /día x 8 h/día x 28 días/mes x 12 meses/año = 10,752 horas/año 10,752 / 2000 = 5.4

I.12. Total de horas semanales trabajadas

4 Personas

4 Personas /día x 8 h/día x 7 días/semana = 224 hrs

I.13. Número de trabajadores promedio, por día y por turno laborado

No aplica

I.14. ¿Es maquiladora de régimen de importación temporal?

No.

I.15. ¿Pertenece a alguna corporación?

Protección de información LFTAIPG

I.16. Participación de capital

Inversión protegida Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción II de la LFTAIP

I.17. Número de empleos indirectos a generar

100 durante la construcción

I.18. Inversión estimada (M.N.)

La construcción de la segunda etapa de instalación de un gasoducto que se contempla en este Estudio de Riesgo Ambiental, estima una inversión de **271'680,368.04**, (Doscientos setenta y un Millones seiscientos ochenta mil trescientos sesenta y ocho 04/100 M.N.), IVA incluido, sobre una longitud de tubería de **198,180.22** ML, cuyos costos se desglosan en la siguiente tabla:

Tabla 1.1. Inversión de la segunda etapa del proyecto de instalación de la 2ª etapa del gasoducto Cancún - Playa del Carmen, Quintana Roo.

CONCEPTO	Costo Unitario $/km	Km's de tubería	TOTAL
Lote de tuberías válvulas conexiones y accesorios.	$382,054.76	198.18	$ 75'715,612.33
Mano de obra civil, mecánica, tendido e instalación de tubería, válvulas y conexiones.	$704,422.58	198.18	$ 139'602,466.90
Derechos, permisos y trámites ante dependencias locales y federales.			$ 16'641,660.27
Estudios y servicios, ingeniería, topografía, etc.			$ 2'247,474.33
		SUBTOTAL:	$ 234'207,213.83
		I.V.A. 16%:	$ 37'473,154.21
		TOTAL:	$ 271'680,368.04

I.19. Nombre del gestor o promovente

Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.

Se incluye copia simple del Acta Constitutiva de la Empresa (Anexo 2).

I.20. Registro Federal de Contribuyentes del gestor o promovente

RFC protegido Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.21. Departamento proponente del estudio de riesgo

Departamento de Medio Ambiente.

I.22. Nombre completo, firma y puesto de la persona responsable de la instalación

Ing. José de Jesús Meza Muñiz, Director de Operaciones y Representante legal.

Firma protegida Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

Firma protegida Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.23. Nombre completo representante legal de la empresa, bajo protesta de decir la verdad

Ing. José de Jesús Meza Muñiz, Director de Operaciones y Representante legal.

I.24. Nombre de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo

CDH Consultores, S.A. de C.V.

I.25. Domicilio de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo

Domicilio protegido Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

I.26. Nombre completo, puesto y firma de la persona responsable de la elaboración del estudio

Cédula y correo electrónico Articulo 116 de la LGTAIP y Artículo 113 fracción I de la LFTAIP

II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

II.1. Nombre de la instalación, haciendo una breve descripción de la actividad

El presente proyecto corresponde a la instalación de un sistema para transporte de gas natural que será operado por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., a lo largo de la zona hotelera de Cancún, municipio de Benito Juárez y hasta la ciudad de Playa del Carmen en el municipio Solidaridad, Quintana Roo y estará conformado por gasoductos en acero al carbón de 12'', 10'' y 6" de ∅ nominal grado X 42 , construido bajo las especificaciones API 5L y tubería de 8", 6", 4", 3", 2" y 1" de ∅ nominal HDPE, (Polietileno de Alta Densidad [PEAD]), los cuales servirán como infraestructura para dar suministro a los clientes comerciales existentes y potenciales a lo largo del trayecto del gasoducto Cancún. El objetivo es instalar un total de 82,264.90 ML (82.26 km) de tubería en Acero al Carbón API 5L Grado X 42, así como 115,915.32 ML (115.9153 km) de tubería en polietileno de alta densidad (HDPE), mismo que estará operando a una presión normal de 7 kg/cm^2 para tuberías en acero y 4 kg/cm^2 para tuberías en polietileno.

II.1.1. Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización

No existen en este momento planes de crecimiento a futuro. En su momento que se vea la opción de crecimiento, se realizarán los estudios y trámites pertinentes.

II.1.2. Fecha de inicio de operaciones

Por definir.

II.1.3. Descripción de la instalación

El proyecto consiste en la preparación del sitio, construcción, operación y mantenimiento de un ramal principal de 12", 10" y 6" de ∅ de A.C., con sus ramales secundarios de diversos diámetros 8", 6", 4", 3", 2" y 1" de ∅ en Polietileno de Alta densidad (PEAD), que recorrerá toda la zona hotelera de Cancún, partiendo del punto de interconexión, en los límites de la zona centro de la Población de Cancún, para continuar luego por un costado la carretera Cancún – Tulum, dentro de su derecho de vía, hasta la ciudad de Playa del Carmen. La ubicación de las diversas tuberías y sus longitudes se ilustra en la siguiente figura, y se detallan en la siguiente tabla.

La zona hotelera de Cancún se ubica sobre una barra de tierra que delimita a una laguna costera, la de Nichupté, con una extensión de 23 km. Alberga la mayor parte de los hoteles y playas de este centro turístico internacional de México, y está unida al continente por tres puentes: el Puente Calinda, en el km 4, el Puente de Club Caleta, en el km 20, y el Puente Nizuc, en el km 22.

Playa del Carmen es la cabecera del municipio de Solidaridad, Quintana Roo, localizado al sureste de México, y al sur de Cancún. Está dentro de la zona turística denominada "Riviera Maya", elevación: 10 m.s.n.m. Se llega a ella a través de la carretera Cancún – Tulum.

Tabla 2.1. Dimensiones y longitudes de las tuberías a instalar.

Gasoducto	Longitud ML
Tubería de 12'' A.C. DN 300 mm	52,868.97
Tubería de 10'' A.C. DN 250 mm	7,425.79
Tubería de 6'' A.C. DN 150 mm	21,970.14
Tubería en 8'' P.E. DN 200 mm	7,469.20
Tubería en 6'' P.E. DN 150 mm	13,013.35
Tubería en 4'' P.E. DN 100 mm	27,332.45
Tubería en 3'' P.E. DN 75 mm	42,954.89
Tubería en 2'' P.E. DN 50 mm	21,404.54
Tubería en 1'' P.E.	3,740.85
Total:	198,180.22

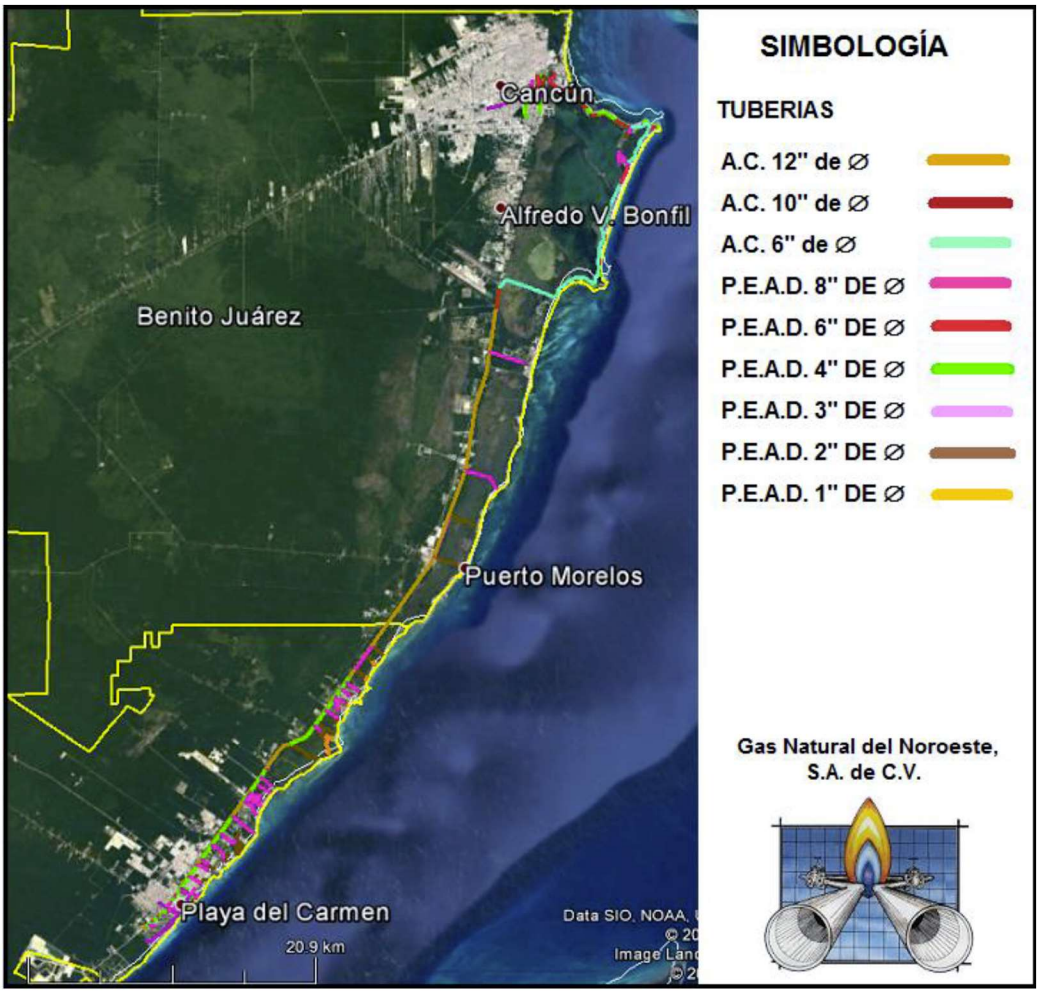


Figura 2.1. Ilustración de las diversas tuberías que integran el proyecto de la 2ª etapa del gasoducto Cancun-Playa del Carmen.

En el corazón de la Riviera Maya (a 60 km de Cancún), en el estado de Quintana Roo, se encuentra este destino que hoy en día es una de las playas más famosas de la República Mexicana. Lo que hace apenas unos años era una pequeña villa habitada por pescadores y el principal puerto de partida a la isla de **Cozumel**, hoy es un paraíso cosmopolita que atrae a miles de extranjeros de todas las nacionalidades, con un gran desarrollo hotelero y de servicios, que requiere de energéticos para su buen funcionamiento.

El proyecto se ha conceptualizado en dos secciones, la primera alrededor de la laguna Nichupté, en la zona hotelera de Cancún, y la segunda, a partir de donde termina esta, a un costado de la carretera Cancún – Tulum, hasta la población de Playa del Carmen, por la zona costera de Qintana Roo que da al Mar Caribe. En la siguiente imagen se puede apreciar el proyecto completo y después se presentará en imágenes y descripción a detalle de cada una de las dos secciones.

Sección Cancún.

El proyecto contempla 77 puntos de inflexión a lo largo del tramo Cancún, los cuales se ilustran en la siguiente figura y se relacionan en la siguiente tabla.

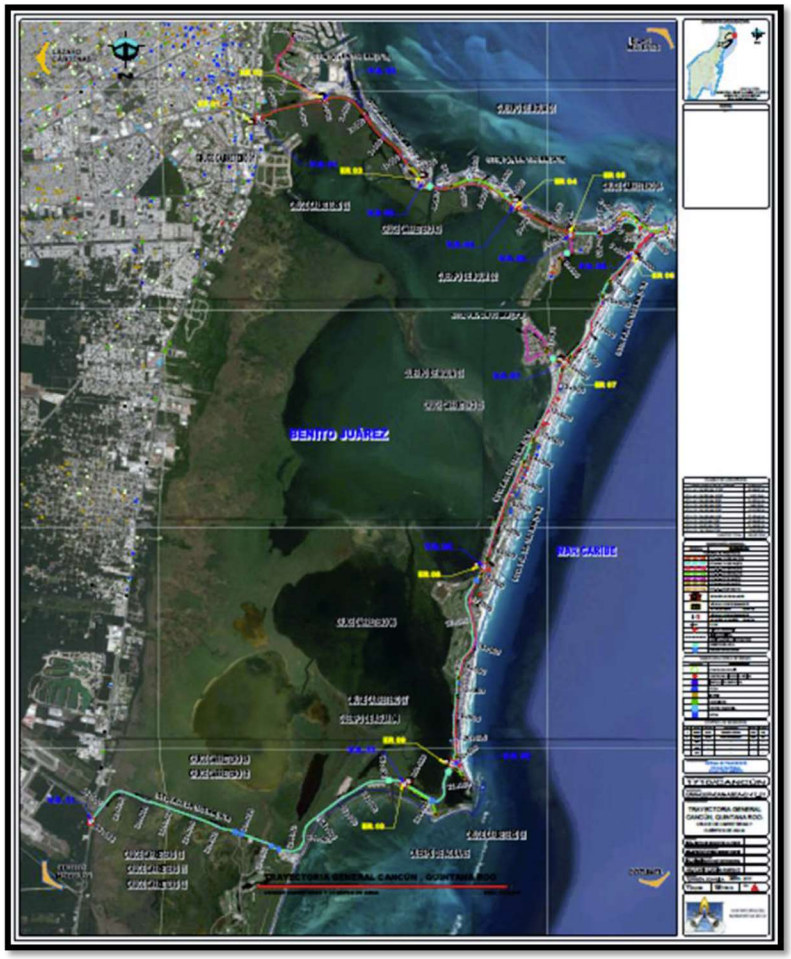


Figura 2.2. Trayectoria General de la primera sección, Cancún, Quintana Roo.

Tabla 2.2. Ubicación de los puntos de inflexión en coordenadas UTM a lo largo de la trayectoria del ducto en el área de Cancún.

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
1	P.INICIO.01	0+000.00	518573	2339336
2	P.I.02	0+421.68	518917	2339454
3	P.I.03	1+455.93	519913	2339711
4	P.I.04	0+105.79	519956	2339787
5	P.I.05	0+423.73	519664	2339843
6	P.I.06	0+993.67	519210	2340184
7	P.I.07	1+188.75	519041	2340257
8	P.I.08	1+495.15	519044	2340548
9	P.F.09	2+047.35	519320	2340990
10	P.I.10	1+967.00	520404	2339709
11	P.I.11	4+184.36	521887	2338086
12	P.I.12	4+472.68	522146	2337966
13	P.I.13	5+232.42	522894	2338040
14	P.I.14	6+157.20	523709	2337639
15	P.I.15	0+940.76	522939	2338120
16	P.F.16	1+452.00	522457	2337996
17	P.I.17	7+378.88	524785	2337078
18	P.I.18	0+291.60	524824	2336757
19	P.I.19	0+529.06	524632	2336606
20	P.I.20	0+699.59	524507	2336502
21	P.F.21	0+902.84	524449	2336310
22	P.F.22	0+391.16	524524	2336290
23	P.I.23	8+213.35	525562	2337091
24	P.I.24	8+729.01	526058	2337258
25	P.I.25	9+419.71	526024	2336677
26	P.I.26	0+546.39	526408	2337051
27	P.I.27	1+110.11	526729	2337181
28	P.I.28	1+229.29	526408	2337129
29	P.I.29	1+879.65	525871	2337454
30	P.I.30	2+291.22	525629	2337152
31	P.F.31	2+550.86	525380	2337093
32	P.I.32	0+394.54	525830	2336372
33	P.F.33	0+745.64	525588	2336129
34	P.I.34	9+731.75	525846	2336423
35	P.I.35	10+274.68	525492	2336014
36	P.I.36	10+616.87	525405	2335693

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
37	P.I.37	11+024.00	525207	2335337
38	P.I.38	11+203.87	525195	2335159
39	P.I.39	11+465.67	525074	2334924
40	P.I.40	12+032.64	524683	2334521
41	P.I.41	0+165.51	524515	2334559
42	P.I.42	0+415.13	524379	2334765
43	P.I.43	0+862.04	523971	2335226
44	P.I.44	1+056.40	523973	2334577
45	P.I.45	10+940.25	525211	2335290
46	P.F.46	10+532.90	525445	2335831
47	P.I.47	0+554.79	524551	2333978
48	P.F.48	1+635.28	524086	2333008
49	P.I.49	12+304.47	524583	2334261
50	P.I.50	12+705.61	524494	2333879
51	P.I.51	16+378.09	523098	2330496
52	P.I.52	0+766.51	523326	2331216
53	P.F.53	2+248.00	523899	2332573
54	P.I.54	0+779.61	522803	2329835
55	P.I.55	1+477.27	522934	2329125
56	P.I.56	1+777.72	522844	2328839
57	P.F.57	2+387.78	522597	2328306
58	P.I.58	17+120.97	522749	2329843
59	P.I.59	17+801.57	522874	2329188
60	P.I.60	18+026.22	522880	2328966
61	P.I.61	18+359.32	522687	2328701
62	P.I.62	19+609.29	522500	2327473
63	P.I.63	20+478.76	522476	2326614
64	P.I.64	0+201.88	522561	2326758
65	P.F.65	1+367.63	522583	2327950
66	P.F.66	0+367.96	522695	2326359
67	P.I.67	20+886.01	522313	2326262
68	P.I.68	21+280.84	522224	2325902
69	P.I.69	22+071.52	521534	2326229
70	P.I.70	0+656.54	522077	2325876
71	P.F.71	0+928.52	522155	2325617
72	P.I.72	22+201.80	521424	2326281
73	P.I.73	22+786.73	520842	2326261
74	P.I.74	24+279.07	519599	2325403

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
75	P.I.75	24+851.96	519390	2324916
76	P.I.76	28+604.66	515864	2326062
77	P.FINAL.77	29+392.00	515339	2325492

Memoria descriptiva

La trayectoria del gasoducto de tubería de acero al carbón de 10" de Ø API 5L Grado X42, comienza aguas abajo de la Estación de Regulación (**ER 1**), misma de la cual se continúa en dirección Este avanzando sobre el Boulevard Kukulcan, hasta llegar al cadenamiento 1+500 para una válvula de seccionamiento de acero, así como una Estación de Regulación (**ER 2**), de la cual se deriva un disparo de tubería de Polietileno de Alta Densidad (HDPE-4710) de 6" de Ø con dirección hacia el Norte. Continuando sobre la tubería de acero al carbón de 10" de Ø API 5L Grado X42, se sigue sobre el Boulevard Kukulcan realizando ligeras deflexiones y cambios de dirección para llegar a la altura del cadenamiento 4+000 donde se tiene localizada una válvula de seccionamiento, seguida de una Estación de Regulación (**ER 3**) de la cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 4" de Ø, posteriormente y volviendo a la tubería de acero al carbón de 10" de Ø API 5L Grado X42 se continua sobre el Boulevard. Kukulcan realizando ligeras deflexiones hasta ubicar una válvula de seccionamiento, así como una Estación de Regulación (**ER 4**) metros después del cadenamiento 6+000, y de la cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 4" de Ø, aguas abajo se sigue con el gasoducto principal de tubería de acero al carbón de 10" de Ø API 5L Grado X42, avanzando hasta llegar a una válvula de seccionamiento de acero, seguida de una Estación de Regulación (**ER 5**) a la altura del cadenamiento 7+500, del cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 3" y 2" de Ø, en dirección Sur para el abastecimiento de gas natural para uso residencial y comercial. Continuando con el gasoducto de acero, se sigue ahora con una reducción de diámetros, avanzando con tubería de acero al carbón de 6" de Ø API 5L Grado X42, en dirección Este sobre el Boulevard Kukulcan, realizando un cambio de trayectoria metros adelante para continuar en dirección hacia el Sur localizando a la altura del cadenamiento 9+500 una válvula de seccionamiento de acero, seguida de otra Estación de Regulación (**ER 6**), y de la cual se derivan disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 de 6", 4" y 3" de Ø. Continuando sobre el Boulevard Kukulcan se avanza con tubería de acero al carbón de 6" de Ø API 5L Grado X42, realizando ligeras deflexiones, avanzando hasta localizar a la altura del cadenamiento 12+000 una válvula de seccionamiento, así como una Estación de Regulación (**ER 7**), de la cual se deriva un ramal de tubería de HDPE-4710 de 3" y 6" de Ø para el suministro de gas natural. Volviendo a la tubería de acero al carbón de 6" de Ø API 5L Grado X42 del gasoducto principal, se continua en dirección hacia el Sur sobre el Boulevard Kukulcan, continuando con la trayectoria hasta llegar metros antes del cadenamiento 16+500, donde se ubica una válvula de seccionamiento, así como una Estación de Regulación (**ER 8**), y de la cual se derivan disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 de 6" de Ø en dirección Noreste y Suroeste para el abastecimiento de gas natural. Regresando a la trayectoria del gasoducto principal de tubería de acero al carbón de 6" de Ø API 5L Grado X42, se sigue avanzando sobre el

Boulevard Kukulcan, realizando ligeras deflexiones para localizar metros adelante una Válvula de seccionamiento, así como una Estación de Regulación (**ER 9**), misma de la cual se derivan ramales de tubería de HDPE-4710 de 6" de Ø hacia el Norte y de 3" de Ø hacia el Sureste para el abastecimiento de gas natural. Continuando con el gasoducto de acero de 6" de Ø, se sigue con la trayectoria realizando ligeros cambios de trayectoria hacia el Suroeste y después hacia el Noroeste para ubicar a la altura del cadenamiento 22+000 una válvula de seccionamiento de acero seguida de una Estación de Regulación (**ER 10**), misma de la cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 3" de Ø para el abastecimiento de gas natural. Continuando con la tubería de acero al carbón de 6" de Ø API 5L Grado X42 del gasoducto principal, se avanzan realizando ligeras deflexiones y cambios de dirección hacia el Suroeste y después hacia el Oeste, sobre el Boulevard Kukulcan, para posteriormente realizar un cambio de dirección a la altura del cadenamiento 28+500 hacia el Suroeste hasta llegar a una válvula de seccionamiento de acero ubicada en el cadenamiento 29+392. Para una mejor revisión de esta sección de la memoria descriptiva.

Sección 2. Cancún – Playa del Carmen

En este segmento del trazo correspondiente al tramo de Playa del Carmen, existen 158 puntos de inflexión más a lo largo del trayecto, para totalizar 235 a lo largo del proyecto completo, los cuales se ilustran en la siguiente figura y se relacionan en la siguiente tabla.

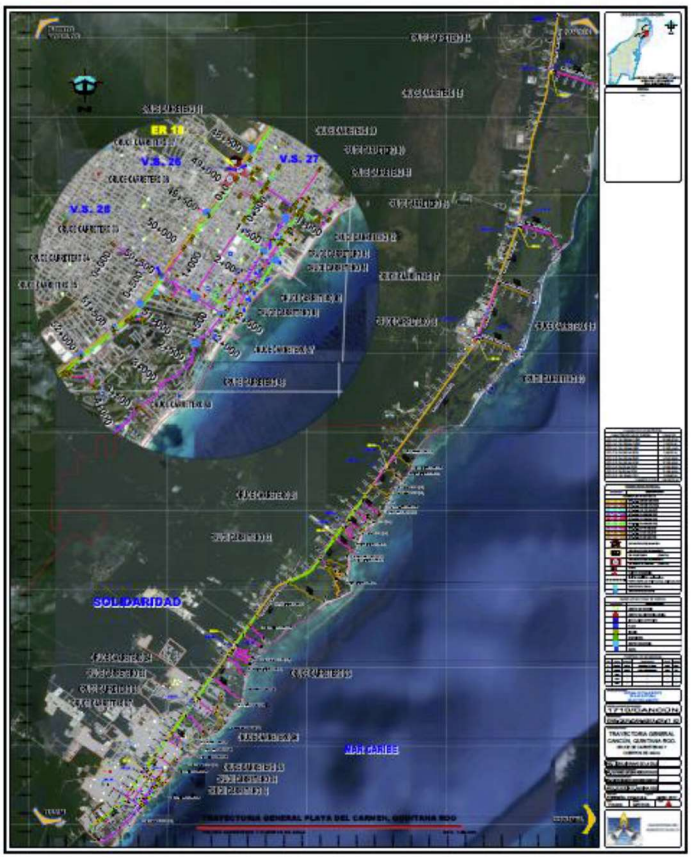


Figura 2.3. Trayectoria General Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo.

Tabla 2.3. Ubicación de los puntos de inflexión en coordenadas UTM a lo largo de la trayectoria del ducto en el área de Cancún-Playa del Cármen.

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
78	**P.INICIO.78**	**0+000.00**	**515083**	**2323960**
79	P.I.79	3+078.36	514644	2320924
80	P.F.80	2+722.01	517233	2320094
81	P.I.81	4+489.41	514447	2319516
82	P.I.82	7+019.04	513690	2317111
83	P.I.83	11+817.25	512910	2312359
84	P.I.84	2+069.61	514783	2311715
85	P.F.85	2+857.46	515141	2311025
86	P.I.86	18+409.75	510631	2306194
87	P.I.87	3+224.78	511762	2309171
88	P.F.88	2+074.18	513686	2308385
89	P.F.89	2+227.40	512744	2305397
90	P.I.90	18+896.73	510453	2305743
91	P.I.91	0+945.88	506140	2299738
92	P.F.92	0+994.05	506952	2299163
93	P.I.93	0+041.27	505616	2299011
94	P.I.94	0+302.60	505862	2298877
95	P.I.95	0+602.08	506065	2298766
96	P.F.96	* 0+181.14	506270	2298592
97	P.F.97	* 0+484.85	506448	2298419
98	P.I.98	1+171.25	504931	2298073
99	P.I.99	0+982.99	505729	2297485
100	P.F.100	* 0+239.62	505880	2297668
101	P.F.101	* 0+201.38	505654	2297319
102	P.I.102	2+048.90	504565	2297551
103	P.I.103	0+132.17	504372	2297117
104	P.I.104	1192,3	505236	2296499
105	P.F.105	* 0+181.34	505241	2296614
106	P.F.106	* 0+209.49	505257	2296325
107	P.I.107	0+130.60	503965	2296668
108	P.I.108	0+837.03	504451	2296206
109	P.F.109	* 0+116.40	504632	2296420
110	P.F.110	* 0+237.12	504753	2296198
111	P.I.111	0+286.96	503520	2296109
112	P.F.112	* 1+173.55	504455	2295589
113	P.I.113	0+168.30	503446	2295772

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
114	P.I.114	0+475.20	503666	2295566
115	P.I.115	0+756.24	503526	2295347
116	P.F.116	1+140.91	503847	2295165
117	P.I.117	0+992.89	502832	2295143
118	P.I.118	1+102.60	503735	2294527
119	P.F.119	* 0+452.93	503465	2294161
120	P.I.120	2+394.86	502000	2294012
121	P.I.121	0+463.05	502362	2293750
122	P.I.122	0+252.84	502452	2293979
123	P.F.123	1+403.99	503488	2293606
124	P.I.124	0+686.15	502329	2293506
125	P.I.125	0+376.37	502640	2293521
126	P.F.126	* 1+286.78	503379	2293128
127	P.I.127	* 0+781.68	502765	2292915
128	P.I.128	* 0+757.03	503076	2292233
129	P.F.129	* 1+203.20	503034	2291916
130	P.I.130	34+288.66	501392	2293302
131	P.I.131	2+309.05	500191	2292695
132	P.I.132	1+061.12	501063	2292254
133	P.F.133	2+408.86	502196	2291649
134	P.I.134	36+338.44	499559	2292404
135	P.I.135	2+147.20	498497	2290848
136	P.I.136	1+457.64	498084	2290317
137	P.F.137	* 1+153.98	498898	2289631
138	P.I.138	0+838.58	497720	2289792
139	P.F.139	* 1+272.72	498753	2289119
140	P.I.140	0+080.46	497261	2289137
141	P.F.141	0+954.76	498130	2288867
142	P.I.142	0+217.61	497178	2289025
143	P.F.143	1+195.41	498263	2288580
144	P.I.144	0+286.17	497127	2288971
145	P.F.145	1+215.35	498133	2288445
146	P.I.146	0+445.57	497042	2288851
147	P.F.147	1+268.75	498119	2288230
148	P.I.148	0+770.55	496851	2288585
149	P.I.149	1+107.23	497512	2287858
150	P.F.150	1+510.05	497834	2287619

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
151	P.I.151	1+618.30	496055	2287507
152	P.F.152	1+985.17	497574	2286238
153	P.I.153	0+049.20	495151	2286235
154	P.I.154	1+245.01	496156	2285516
155	P.I.155	* 0+354.32	496353	2285253
156	P.I.156	* 0+622.22	496294	2284998
157	P.F.157	* 1+067.28	496520	2284726
158	P.I.158	1+379.52	496213	2285631
159	P.I.159	* 0+585.91	496679	2285284
160	P.I.160	* 0+815.95	496541	2285108
161	P.F.161	1+036.41	496718	2284974
162	P.I.162	1+589.02	496296	2285830
163	P.F.163	0+744.94	496876	2285396
164	P.F.164	* 0+67507	496564	2286443
165	P.I.165	1+042.86	494536	2285386
166	P.I.166	1+109.40	495372	2284751
167	P.I.167	1+475.07	495526	2284493
168	P.F.168	* 0+374.21	495408	2284177
169	P.F.169	* 0+570.48	495886	2284625
170	P.I.170	2+344.02	493805	2284390
171	P.I.171	0+652.98	494275	2283991
172	P.F.172	0+651.01	494778	2283776
173	P.I.173	0+037.98	493493	2283972
174	P.I.174	0+327.27	493701	2283978
175	P.F.175	1+112.11	494350	2283541
176	P.I.176	0+949.90	492942	2283198
177	P.I.177	0+388.31	493263	2282983
178	P.F.178	0+372.26	493479	2283276
179	P.I.179	0+958.11	493738	2282663
180	P.F.180	* 0+604.85	494123	2282944
181	P.I.181	0+057.81	492324	2282323
182	P.I.182	0+428.55	492633	2282122
183	P.F.183	0+319.63	492801	2282357
184	P.I.184	0+198.93	492519	2281948
185	P.F.185	0+290.37	492298	2281999
186	P.F.186	0+501.15	492356	2281692

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
187	P.F.187	0+225.95	492706	2281818
188	P.I.188	0+881.42	493000	2281861
189	P.F.189	0+605.44	493355	2282350
190	P.I.190	0+362.12	493312	2281675
191	P.F.191	0+430.73	493631	2281951
192	P.F.192	0+196.64	493468	2281674
193	P.I.193	0+112.39	493100	2281798
194	P.I.194	1+383.89	492725	2281435
195	P.I.195	* 0+200.16	492886	2281325
196	P.I.196	* 0+267.25	492954	2281572
197	P.F.197	* 0+241.50	493036	2281420
198	P.I.198	1+604.08	492607	2281252
199	P.I.199	* 0+436.89	492248	2281507
200	P.F.200	* 0+903.40	491749	2280761
201	P.F.201	* 0+408.89	492595	2281037
202	P.I.202	* 0+718.33	492536	2280798
203	P.I.203	* 0+138.13	492544	2280954
204	P.I.204	* 0+070.65	492412	2280874
205	P.I.205	* 0+104.18	492412	2280747
206	P.I.206	* 0+113.40	492231	2280864
207	P.F.207	* 0+173.12	492325	2281009
208	P.F.208	* 0+226.99	492106	2280677
209	P.I.209	2+130.63	492324	2280808
210	P.F.210	* 0+227.56	492288	2280557
211	P.I.211	* 0+222.86	491943	2280645
212	P.F.212	* 0+422.97	492050	2280809
213	P.F.213	* 0+164.71	492259	2280427
214	P.I.214	2+477.28	492095	2280473
215	P.F.215	* 0+208.34	492241	2280315
216	P.F.216	* 0+145.71	492079	2280262
217	P.I.217	1+709.46	492070	2280440
218	P.I.218	2+198.32	491742	2280087
219	P.I.219	2+970.49	491291	2279538
220	P.I.220	3+441.06	490968	2279220
221	P.I.221	4+207.86	490388	2278739
222	P.I.222	4+696.56	490042	2278412

No.	Caracteristicas	Cadenamiento	Datum: WG84 Región: 16Q	
			X	Y
223	P.F.223	4+991.92	489823	2278568
224	P.I.224	1+036.19	491499	2280790
225	P.I.225	0+224.70	491373	2280609
226	P.F.226	* 0+113.74	491284	2280673
227	P.I.227	0+790.40	491295	2280923
228	P.F.228	0+000.00	490626	2281355
229	P.I.229	51+127.77	490871	2280441
230	P.I.230	52+000	490201	2279899
231	P.I.231	0+309.46	490011	2279692
232	P.I.232	0+346.42	490327	2279623
233	P.F.233	0+506.22	490372	2279480
234	P.I.234	0+544.75	489808	2279519
235	**P.FINAL.235**	**52+869.04**	**489508**	**2279359**

Memoria descriptiva

Se inicia partiendo de una válvula de seccionamiento de acero, continuando en dirección Sur con tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, avanzando sobre la carretera Cancún-Tulum, hasta llegar a la altura del cadenamiento 3+000 donde se localiza una válvula de seccionamiento seguida de una Estación de Regulación (**ER 11**), de la cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 3" de Ø en dirección Sureste para el suministro de gas natural. Continuando sobre la tubería principal de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, se sigue en dirección hacia el Sur sobre la carretera Cancún-Tulum, avanzando más de 8,000 metros para localizar una válvula de seccionamiento, seguida de una Estación de Regulación (**ER 12**) antes del cadenamiento 12+000, de la cual se deriva un disparo de tubería de HDPE-4710 de 3" de Ø en dirección hacia el Este y posteriormente hacia el Suroeste para el suministro de gas natural. Volviendo al gasoducto principal de tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, se sigue en dirección Sur sobre la carretera Cancún-Tulum, realizando ligeras deflexiones, avanzando hasta localizar a la altura del cadenamiento 18+500 una válvula de seccionamiento, seguida de una Estación de Regulación (**ER 13**) y de la cual se derivan disparos de tubería de HDPE-4710 de 3" de Ø hacia el Noreste, y de 2" de Ø hacia el Sureste para el abastecimiento de gas natural. Regresando a la trayectoria del gasoducto de acero de 12" de Ø, se continua sobre la carretera Cancún-Tulum, en dirección Suroeste, se sigue avanzando hasta localizar metros adelante del cadenamiento 27+000 una válvula de seccionamiento, seguida de una Estación de Regulación (**ER 14**) de la cual se derivan disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 de 3", 2" y 1" de Ø para el suministro de gas natural. Continuando con la tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, del gasoducto principal, se continúa avanzando en paralelo a la carretera Cancún-Tulum, en dirección Suroeste hasta llegar al cadenamiento 31+000 donde se tiene una válvula de seccionamiento seguida de una Estación de Regulación (**ER 15**), de la cual se derivan diversos ramales de tubería de HDPE-4710 de 4", 3", 2" y 1" de Ø para el abastecimiento de gas natural. Continuando con la trayectoria de tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado

X42, sobre la carretera Cancún-Tulum, se sigue avanzando en dirección Suroeste, hasta llegar a la altura del cadenamiento 40+500 para ubicar otra válvula de seccionamiento de acero, seguida de otra Estación de Regulación (**ER 16**) y de la cual se derivan disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 en dirección Sureste de 4" y 3" de Ø. Volviendo al gasoducto principal y pocos metros adelante se encuentra en el cadenamiento 44+000 una válvula de seccionamiento de acero, seguida de una Estación de Regulación (**ER 17**), misma de la que parten disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 de 4" y 3" de Ø, en dirección Sureste. Regresando al gasoducto de tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, se avanzan en dirección Suroeste sobre la carretera Cancún-Tulum, avanzando hasta llegar a la altura del cadenamiento 49+000, donde se localiza una válvula de seccionamiento de acero, seguida de una Estación de Regulación (**ER 18**), y de la cual se derivan disparos y ramales de tubería de HDPE-4710 de 4" y 3" de Ø para el suministro de gas natural a Playa del Carmen. Volviendo al gasoducto de tubería de acero al carbón de 12" de Ø API 5L Grado X42, se continúa avanzando sobre la misma vialidad en dirección sureste hasta llegar al final del trayecto de esta tubería en el cadenamiento 52+500, terminando de esta manera con la descripción del proyecto.

Tabla 2.4. Especificación de la tubería de acuerdo a los planos **GNN-QUR-CAN-ASEA-Cr-17_01** y **GNN-QUR-CAN-ASEA-Cr-17_02.**

Especificación de Tubería	Longitud metros	DN in (mm)	Espesor de Pared en (mm)
API 5L Grado X42	52,868.97	12" (304.8)	0.250" (6.35)
API 5L Grado X42	7,425.79	10" (254)	0.219" (5.56)
API 5L Grado X42	21,970.14	6" (152.4)	0.219" (5.56)
HDPE	7,469.20	8" (203.2)	0.784 (18.99)
HDPE	13,013.35	6" (152.4)	0.602 (15.29)
HDPE	27,332.45	4" (101.6)	0.409 (10.38)
HDPE	42,954.89	3" (76.2)	0.318 (8.07)
HDPE	21,404.54	2" (50.8)	0.216 (5.48)
HDPE	3,740.85	1" (25.4)	0.120 (3.04)

El proyecto contempla 54 cruces carreteros y sobre cuerpos de agua naturales, pero se harán por medio de cruce direccional por lo que no habrá afectaciones al entorno. Es una zona totalmente alterada por actividades antrópicas, debido a la existencia de vialidades y a infraestructura urbana. Estos cruces se localizan en las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 2.5. Ubicación de cruces direccionales en el área de proyecto del gasoducto Cancún.

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Cruce carretero	1+450.59	519907	2339727

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
2	Cruce carretero	4+573.67	521890	2338098
3	Cruce Cuerpo de Agua	4+357.07	522036	2338002
4	Cruce carretero	6+162.45	523705	2337637
5	Cruce carretero	7+444.63	524825	2337038
6	Cruce Cuerpo de Agua	*0+405.87	524739	2336683
7	Cruce carretero	12+032.66	524693	2334512
8	Cruce Cuerpo de Agua	*0+252.32	524474	2334602
9	Cruce carretero	16+675.72	522956	2330235
10	Cruce carretero	20+471.22	522477	2326586
11	Cruce Cuerpo de Agua	20+690.34	522405	2326465
12	Cruce carretero	21+425.32	522082	2325894
13	Cruce Cuerpo de Agua	22+308.01	521223	2326291
14	Cruce carretero	25+195.14	519050	2324934
15	Cruce carretero	25+354.95	518913	2324999
16	Cruce carretero	26+000	518315	2325239
17	Cruce carretero	26+129.99	518192	2325281
18	Cruce carretero	29+392.00	515339	2325489
19	Cruce carretero	0+000.00	515101	2323961
20	Cruce carretero	3+078.35	514639	2320915
21	Cruce carretero	11+818.11	512913	2312374
22	Cruce carretero	16+761.51	511218	2307734
23	Cruce carretero	16+990.91	511134	2307521
24	Cruce carretero	18+409.74	510644	2306188
25	Cruce carretero	19+554.76	510056	2305216
26	Cruce carretero	30+980.60	503367	2295944
27	Cruce carretero	33+350.97	501978	2294035
28	Cruce carretero	40+310.45	497237	2289183
29	Cruce carretero	43+774.55	495197	2286399
30	Cruce carretero	43+922.08	495120	2286255
31	Cruce carretero	44+286.25	494894	2285970
32	Cruce carretero	44+613.98	494699	2285707
33	Cruce carretero	46+715.65	493470	2284002

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
34	Cruce carretero	47+132.97	493231	2283660
35	Cruce carretero	47+679.98	492906	2283220
36	Cruce carretero	48+430.58	492452	2282624
37	Cruce carretero	49+471.60	491860	2281778
38	Cruce carretero	50+484.75	491261	2280949
39	Cruce carretero	50+941.08	490984	2280576
40	Cruce carretero	51+990.57	490199	2279897
41	Cruce carretero	0+947.44	494472	2283873
42	Cruce carretero	48+752.33	492294	2282344
43	Cruce carretero	48+953.73	492163	2282190
44	Cruce carretero	0+429.31	492628	2282114
45	Cruce carretero	1+333.44	493000	2281857
46	Cruce carretero	*0+112.39	493101	2281805
47	Cruce carretero	1+069.86	492898	2281700
48	Cruce carretero	1+592.13	492612	2281263
49	Cruce carretero	*0+490.35	492770	2281150
50	Cruce carretero	2+132.37	492324	2280804
51	Cruce carretero	*0+512.77	491694	2280674
52	Cruce carretero	2+584.76	492068	2280433
53	Cruce carretero	3+115.63	491711	2280058
54	Cruce carretero	52+000.00	490198.314	2279896.882

Aunado a lo anterior, como infraestructura complementaria del sistema para transporte de gas natural, se instalarán 19 Estaciones de Regulación (ER) que servirán para regular la presión a 7 kg/cm^2 y 4 kg/cm^2.

Tabla 2.6. Coordenadas de las Estaciones de Regulación (E.R.).

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Estación de Regulación	0+000.00	518541	2339287
2	Estación de Regulación	1+464.82	519910	2339721
3	Estación de Regulación	4+185.79	521883	2338089
4	Estación de Regulación	6+150.01	523707	2337638

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
5	Estación de Regulación	0+013.18	524806	2337032
6	Estación de Regulación	9+416.90	526030	2336678
7	Estación de Regulación	12+32.65	524684	2334517
8	Estación de Regulación	16+361.45	523107	2330508
9	Estación de Regulación	20+475.60	522480	2326615
10	Estación de Regulación	22+062.15	521534	2326210
11	Estación de Regulación	3+089.00	514650	2320911
12	Estación de Regulación	0+044.50	512958	2312370
13	Estación de Regulación	0+040.52	510648	2306188
14	Estación de Regulación	0+027.47	505605	2299016
15	Estación de Regulación	0+016.92	503366	2295941
16	Estación de Regulación	0+026.23	497245	2289179
17	Estación de Regulación	0+029.05	495127	2286248
18	Estación de Regulación	0+021.39	492292	2282345
19	Estación de Regulación	0+023.04	491274	2280937

Así mismo, se instalarán 28 Válvulas de Seccionamiento (V.S.) en la trayectoria del gasoducto, como parte de la infraestructura de seguridad y control.

Tabla 2.7. Coordenadas de las Válvulas de Seccionamiento (V.S.).

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Válvula de Seccionamiento	*0+000.00	518554	2339287
2	Válvula de Seccionamiento	1+456.62	519913	2339713
3	Válvula de Seccionamiento	4+176.11	521889	2338086
4	Válvula de Seccionamiento	6+157.24	523702	2337632
5	Válvula de Seccionamiento	0+000.00	524803	2337040
6	Válvula de Seccionamiento	9+419.35	526024	2336679
7	Válvula de Seccionamiento	12+025.44	524688	2334523
8	Válvula de Seccionamiento	16+360.25	523102	2330509
9	Válvula de Seccionamiento	20+465.32	522476	2326624
10	Válvula de Seccionamiento	22+068.90	521532	2326220
11	Válvula de Seccionamiento	29+392.00	515344	2325491

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
12	Válvula de Seccionamiento	0+000.00	515085	2323967
13	Válvula de Seccionamiento	3+082.83	514636	2320906
14	Válvula de Seccionamiento	3+089.00	514642	2320915
15	Válvula de Seccionamiento	11+810.36	512891	2312363
16	Válvula de Seccionamiento	11+837.44	512916	2312381
17	Válvula de Seccionamiento	18+410.75	510624	2306184
18	Válvula de Seccionamiento	18+422.60	510634	2306193
19	Válvula de Seccionamiento	27+189.09	505563	2299013
20	Válvula de Seccionamiento	27+216.34	505593	2299024
21	Válvula de Seccionamiento	30+986.93	503341	2295943
22	Válvula de Seccionamiento	31+006.98	503361	2295955
23	Válvula de Seccionamiento	40+309.28	497199	2289166
24	Válvula de Seccionamiento	40+345.49	497229	2289187
25	Válvula de Seccionamiento	43+933.37	495109	2286260
26	Válvula de Seccionamiento	48+749.12	492263	2282341
27	Válvula de Seccionamiento	48+769.76	492281	2282354
28	Válvula de Seccionamiento	50+484.93	491268	2280945

Este proyecto contempla varias actividades, mismas que se encuentran relacionadas en la siguiente tabla:

Tabla 2.8. Matriz de actividades del proyecto.

ETAPAS DE DESARROLLO	ACTIVIDADES
Tipo de Obra	- Sistema de transporte de hidrocarburos (gas natural).
Preparación de sitio	- Instalación de campamentos de obra. - Desmonte de superficie requerida.
Construcción	- Apertura de zanja. - Perforaciones direccionales en cruces. - Trasporte de tuberías a sitio de trabajo. - Tendido de tuberías. - Unión de tuberías por soldadura. - Depósito en zanja de tubería. - Instalación de Válvulas de Seccionamiento y Estaciones de re-bombeo. - Cubierta de zanja. - Instalación de señalamientos preventivos.

ETAPAS DE DESARROLLO	ACTIVIDADES
	- Prueba hidrostática.
Operación y mantenimiento	- Inspección y vigilancia de áreas de afectación. - Reparación y reposición de señalamientos requeridos. - Verificaciones periódicas ante la ASEA.

La ingeniería básica, instalaciones y operación del gasoducto están diseñadas de acuerdo a códigos y normas nacionales e internacionales. Así mismo, se consideran aspectos como tipo de suelo, orografía, topografía, aplicación de normas, reglamentos y códigos de construcción vigentes, medidas de seguridad y estudios de mecánica de suelos. Por lo que, el diseño atiende los aspectos de seguridad vigentes y cuenta con los medios necesarios para preservar la instalación, así como la conservación y protección del entorno ambiental a lo largo de su vida útil.

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Se presentan en la siguiente tabla las presiones a las que operará el gasoducto y sus ramales

Tabla 2.9. Presión máxima de operación del gasoducto.

Ducto	Presión Máxima de operación Kg/cm^2
Tubería de 12” de ∅ de AC	**7**
Tubería de 10” de ∅ de AC	7
Tubería de 6” de ∅ de AC	7
Tubería de 8” de ∅ de PEAD	4
Tubería de 6” de ∅ de PEAD	4
Tubería de 4” de ∅ de PEAD	4
Tubería de 3” de ∅ de PEAD	4
Tubería de 2” de ∅ de PEAD	4

EQUIPOS DE PROCESO Y AUXILIARES

El control de la presión de operación y flujo del gasoducto es monitoreado (vigilado) constantemente en los puntos del sistema de transporte ubicados a lo largo del trayecto, mediante los medidores registradores gráficos de flujo y presión, así como por los manómetros instalados. Se cuenta con la siguiente instrumentación y control localizados en los cuartos de control y en campo:

- Alta temperatura
- Alta temperatura del equipo
- Disparo por alta y baja presión
- Alarma por alta y baja presión

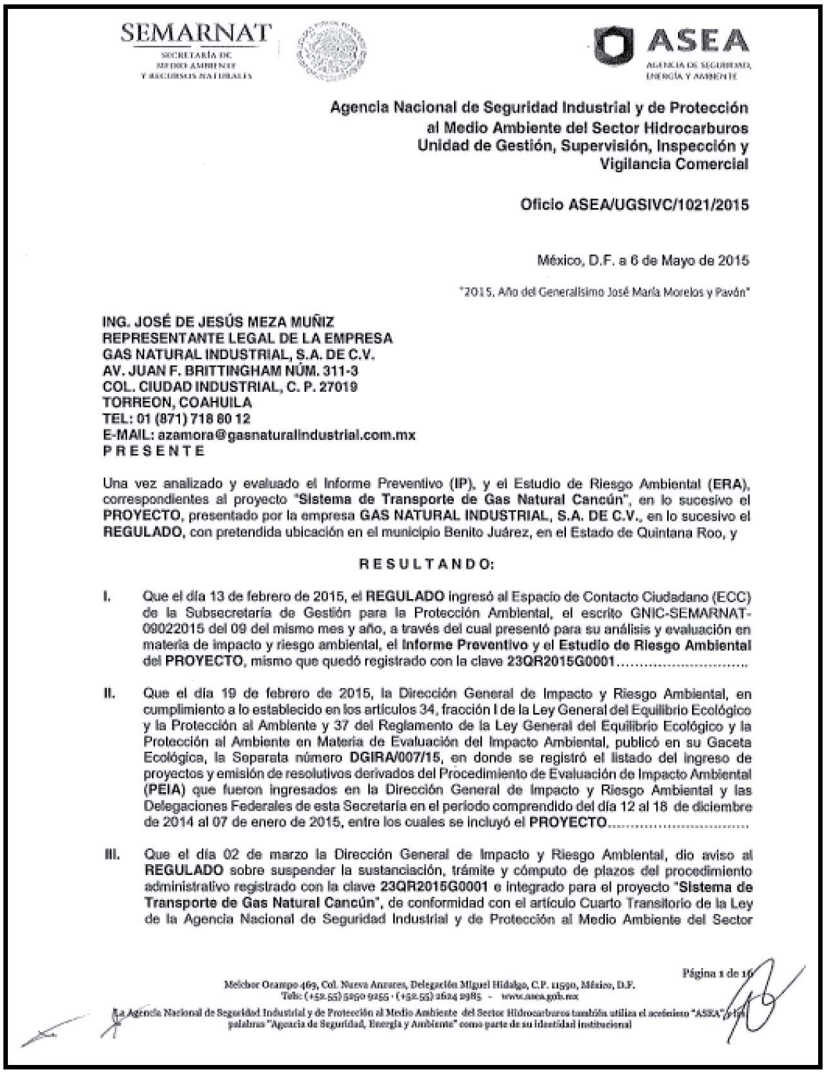
La instrumentación de las válvulas de seccionamiento y trampas de envío y recibo se visualizan en los planos DTI y los planos DFP muestran flujos, presiones, temperaturas, etc., de proceso.

II.1.4 Antigüedad y vida útil

Es un gasoducto nuevo y su vida útil se estima en 30 años, y hasta 50 años con el mantenimiento adecuado y oportuno.

II.2. Ubicación del ducto en operación

El ducto en operación ya autorizado de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., mediante Oficio Resolutivo ASEA/UGSIVC/1021/2015, con fecha de 6 de mayo de 2015, se ubica desde las inmediaciones del aeropuerto de Cancún, por la carretera estatal 180, hasta la carretera federal 307 Cancún-Tulum, hasta la parte centroeste de la población de Cancún, donde se cruza con el Boulevar Kukulcán.



SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

ASEA
AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión, Supervisión, Inspección y Vigilancia Comercial

Oficio ASEA/UGSIVC/1021/2015

México, D.F. a 6 de Mayo de 2015

"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

ING. JOSÉ DE JESÚS MEZA MUÑIZ
REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA
GAS NATURAL INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.
AV. JUAN F. BRITTINGHAM NÚM. 311-3
COL. CIUDAD INDUSTRIAL, C. P. 27019
TORREON, COAHUILA
TEL: 01 (871) 718 80 12
E-MAIL: azamora@gasnaturalindustrial.com.mx
P R E S E N T E

Una vez analizado y evaluado el Informe Preventivo (**IP**), y el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**), correspondientes al proyecto "**Sistema de Transporte de Gas Natural Cancún**", en lo sucesivo el **PROYECTO**, presentado por la empresa **GAS NATURAL INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.**, en lo sucesivo el **REGULADO**, con pretendida ubicación en el municipio Benito Juárez, en el Estado de Quintana Roo, y

R E S U L T A N D O:

I. Que el día 13 de febrero de 2015, el **REGULADO** ingresó al Espacio de Contacto Ciudadano (ECC) de la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, el escrito GNIC-SEMARNAT-09022015 del 09 del mismo mes y año, a través del cual presentó para su análisis y evaluación en materia de impacto y riesgo ambiental, el **Informe Preventivo** y el **Estudio de Riesgo Ambiental** del **PROYECTO**, mismo que quedó registrado con la clave **23QR2015G0001**.....

II. Que el día 19 de febrero de 2015, la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 34, fracción I de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y 37 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, publicó en su Gaceta Ecológica, la Separata número **DGIRA/007/15**, en donde se registró el listado del ingreso de proyectos y emisión de resolutivos derivados del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (**PEIA**) que fueron ingresados en la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental y las Delegaciones Federales de esta Secretaría en el periodo comprendido del día 12 al 18 de diciembre de 2014 al 07 de enero de 2015, entre los cuales se incluyó el **PROYECTO**.....

III. Que el día 02 de marzo la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, dio aviso al **REGULADO** sobre suspender la sustanciación, trámite y cómputo de plazos del procedimiento administrativo registrado con la clave **23QR2015G0001** e integrado para el proyecto "**Sistema de Transporte de Gas Natural Cancún**", de conformidad con el artículo Cuarto Transitorio de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector

Página 1 de 16

Melchor Ocampo 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, México, D.F.
Tels: (+52 55) 5250 9255 · (+52 55) 2624 2985 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos tambien utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

En su trayecto se desprenden varios ramales secundarios que se distribuyen por la población de Cancún, com se puede apreciar en la siguiente figura.

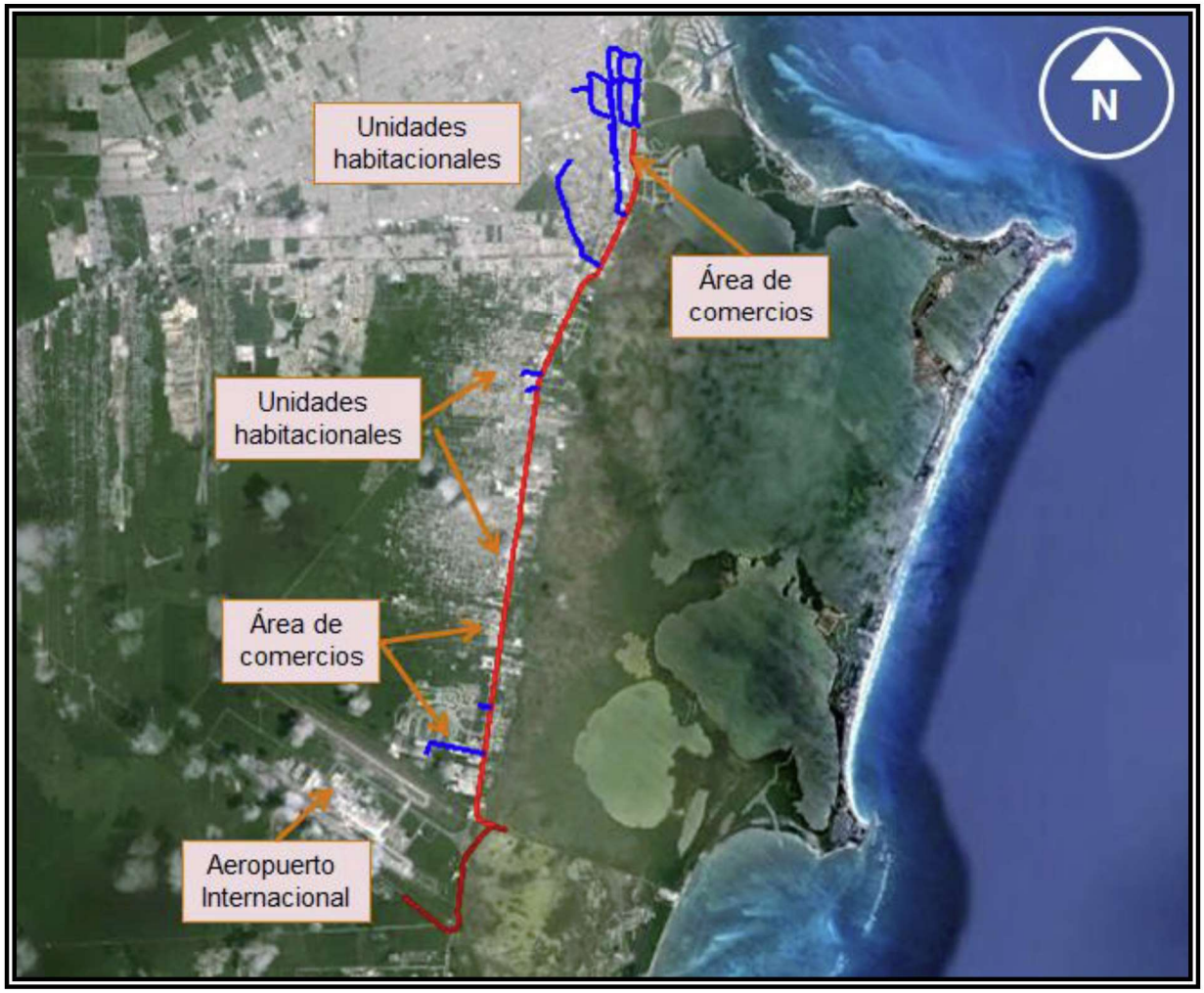


Figura 2.4. Ubicación y trayectoria del Sistema para Transporte de Gas Natural autorizado por la ASEA en el municipio de Benito Juárez, Quintana Roo.

II.2.1 Mapa de la región

El proyecto actual, considerado como una segunda etapa del anterior, se ubicará en la ciudad de Cancún, municipio Benito Juárez, Quintana Roo, iniciando en los límites de la zona centro de la ciudad, donde se conectará con la primera etapa (próxima a construirse) del gasoducto Cancún y hasta la ciudad de Playa del Carmen en el municipio Solidaridad del mismo estado. El trayecto del gasoducto de 198.18 km entre estos dos puntos incluye su paso por toda la zona hotelera de Cancún, la carretera Cancún-Tulum, y la zona urbana y suburbana de Playa del Carmen.

El proyecto se delimita mediante 5 puntos principales, con las siguientes coordenadas:

- ***Inicio del trazo del gasoducto***, en el punto de interconexión, en las coordenadas: 21°09'17.17" de Latitud Norte y 86°49'17.09" de Longitud Oeste.
- ***Conexión de la tubería de 10'' de ∅ con el primer tramo de tubería de 6" de ∅ de AC del gasoducto principal***, en las coordenadas: 21°08'03.80" de Latitud Norte y 86°45'40.03" de Longitud Oeste.
- ***Conexión del primer tramo de tubería de 6 de ∅ con el segundo tramo de tubería de 6" de ∅ de AC del gasoducto principal***, en las coordenadas: 21°02'24.53" de Latitud Norte y 86°47'01.56" de Longitud Oeste.
- ***Inicio del tramo de tubería de12 de ∅ de AC del gasoducto principal*** hacia Playa del Carmen, en las coordenadas: 21°00'58.96" de Latitud Norte y 86°51'17.41" de Longitud Oeste.

Fin del trazo del gasoducto en la ciudad de Playa del Carmen, municipio Solidaridad, Quintana Roo, en las coordenadas: 28°36'55.24" de Latitud Norte y 87°05'53.24" de Longitud Oeste.

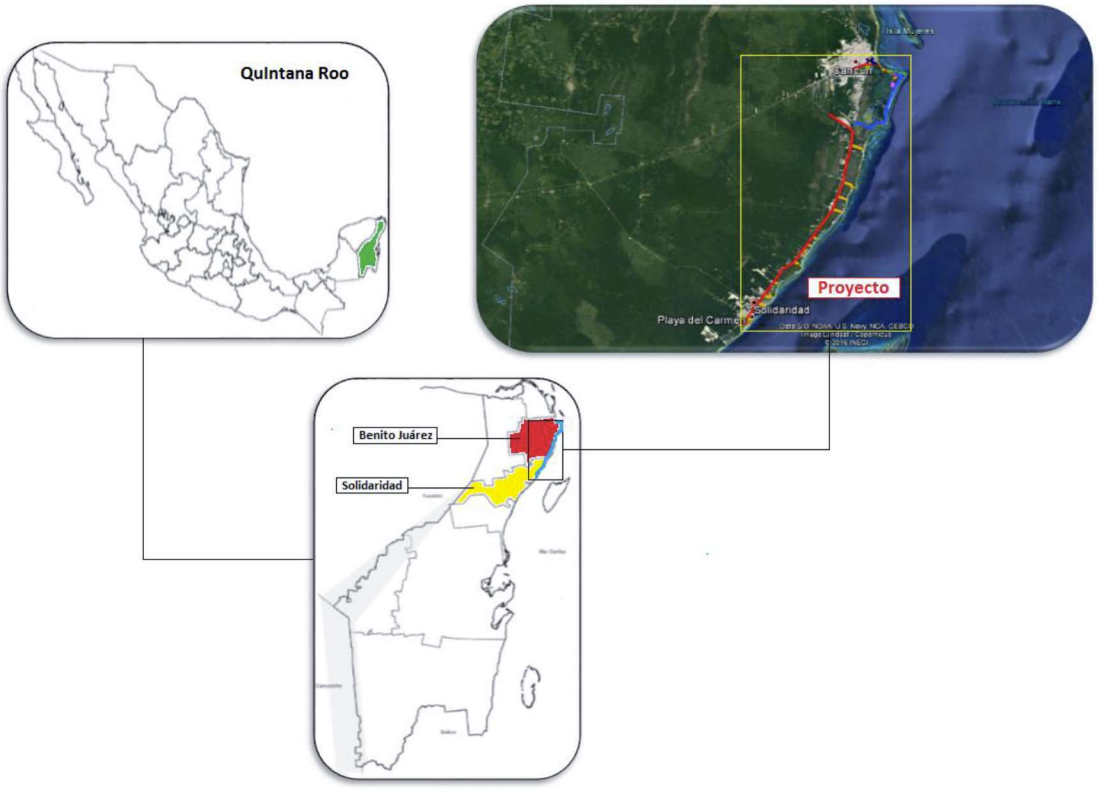


Figura 2.5. Localización del proyecto en las Ciudades de Cancún y Playa del Carmen, municipios de Benito Juárez y Solidaridad respectivamente, en el estado de Quintana Roo.

II.2.2 Planos de trazo y perfil del ducto

El presente proyecto corresponde a la instalación de un sistema para transporte de gas natural que será operado por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., en la zona urbana de

Cancún, municipio de Benito Juárez y la zona urbana y suburbana de Playa del Carmen en el municipio Solidaridad en el estado de Quintana Roo y estará conformado por un gasoducto de 12'' de ∅ de AC, 10'' de ∅ de AC y 6" de ∅ de acero al carbón (AC), así como ramales de 8", 6", 4", 3", 2" y 1" de ∅ en polietileno de alta densidad (PEAD), los cuales servirán como infraestructura para dar suministro a los clientes comerciales y domiciliarios existentes en la zona hotelera de la Cd. de Cancún, partiendo del punto de interconexión, en los límites de la zona centro del Centro de Población de Cancún y hasta la ciudad de Playa del Carmen.

Los planos del trazo y perfil del ducto se pueden apreciar a continuación, donde se describe a detalle todas sus características.

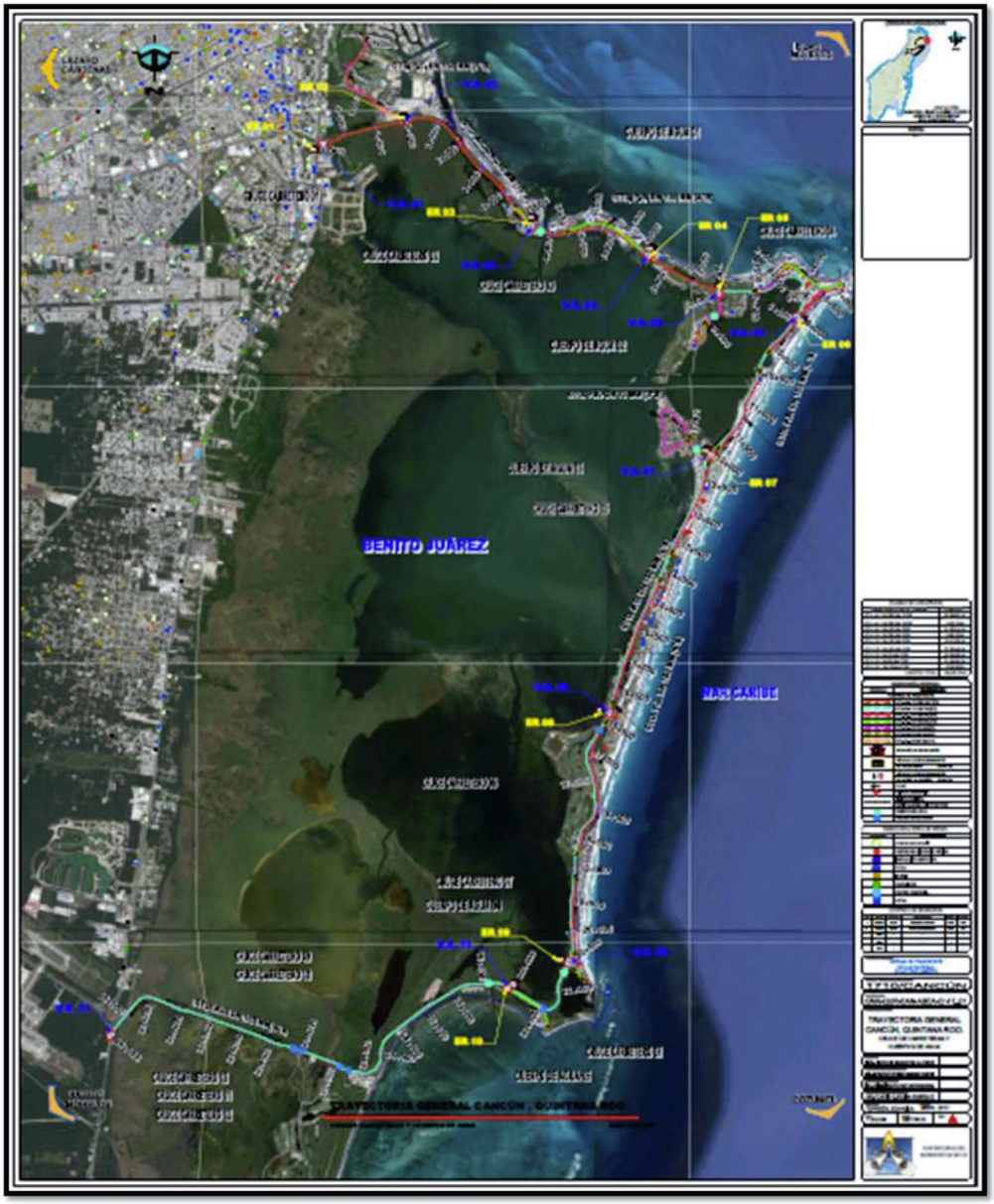


Figura 2.6. Trayectoria general de la primera sección del gasoducto, Cancún, Quintana Roo.

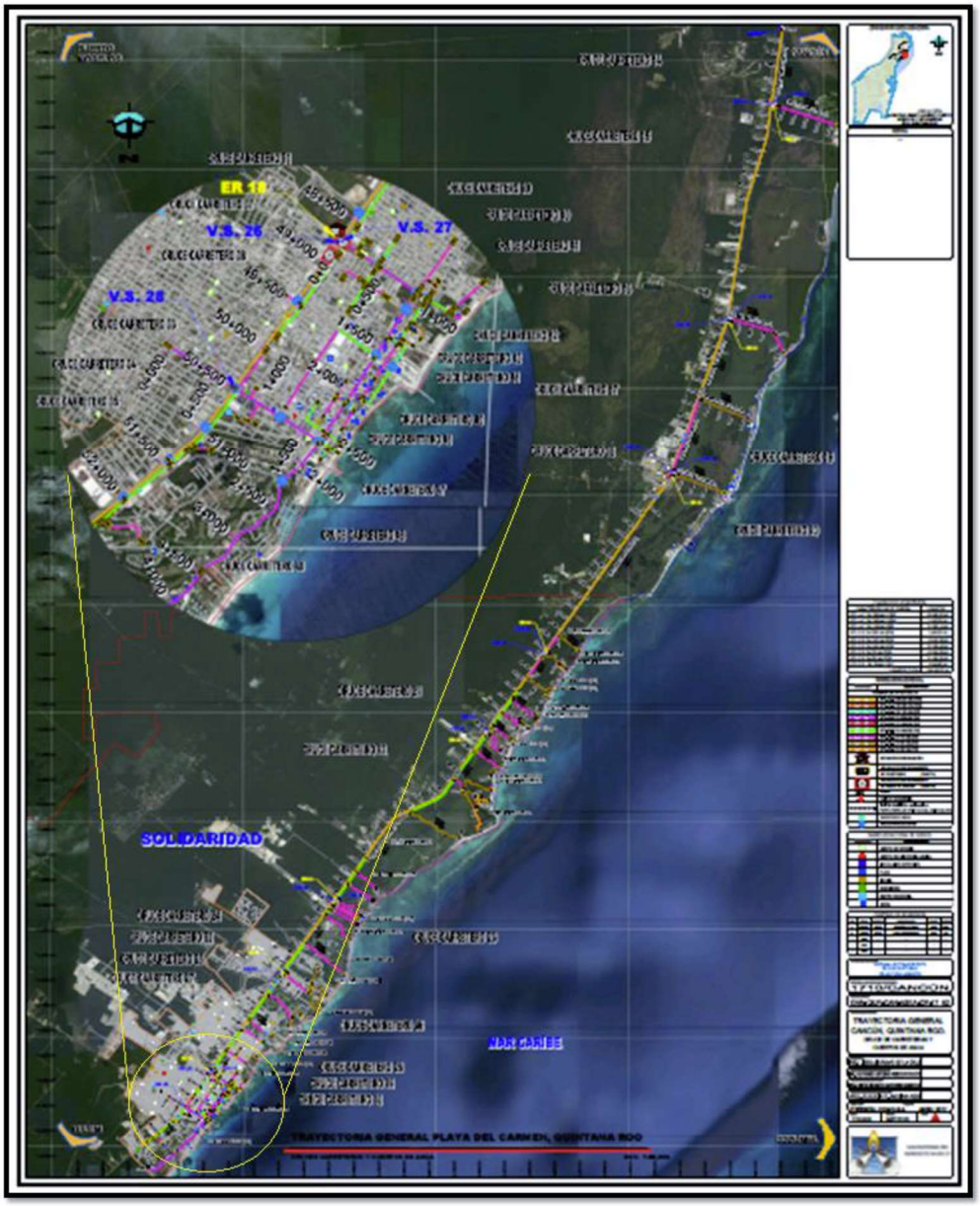


Figura 2.7. Trayectoria general de la segunda sección, Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo.

Área de afectación

La franja de afectación directa se determina mediante el ancho de la zanja por la longitud de la tubería que se va a alojar en ella.

Para calcular la superficie total del proyecto de afectación directa, que no implica a un predio, sino el área alrededor de las excavaciones para la instalación de la tubería a lo largo de las vialidades propuestas para la instalación del sistema de transporte de gas natural, conformado por el gasoducto principal en Acero al Carbón (AC) de 12", 10'' y 6" de Ø en AC y en polietileno (PEAD) de 8''Ø, 6''Ø, 4''Ø, 3''Ø, 2''Ø y 1" de Ø, se contempla la apertura de una zanja de **0.60 cm** de

ancho para la tuberías de 12", 10" y 6" de Ø de AC y 8", 6", 4", y 3" de Ø de PEAD de **0.20 cm** de ancho para las tuberías de PEAD de 2''Ø y de 1''Ø, por las diferentes longitudes de cada tubería a instalar, que juntas suman un total de **198,180.22 ml**, lo que nos da como resultado una superficie de **108,849.93 m^2**.

Tabla 2.10. Superficie de afectación directa de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones.

Dimensión de tubería	Ancho de zanja	Longitud de tubería	Área de afectación directa
12" de ∅ de AC	0.60 m	52,868.97 ml	31,721.38 m^2
10" de ∅ de AC	0.60 m	7,425.79 ml	4,455.47 m^2
6" de ∅ de AC	0.60 m	21,970.14 ml	13,182.08 m^2
8" de ∅ de PEAD	0.60 m	7,469.20 ml	4,481.52 m^2
6" de ∅ de PEAD	0.60 m	13,013.35 ml	7,808.01 m^2
4" de ∅ de PEAD	0.60 m	27,332.45 ml	16,399.47 m^2
3" de ∅ de PEAD	0.60 m	42,954.89 ml	25,772.93 m^2
2" de ∅ de PEAD	0.20 m	21,404.54 ml	4,280.90 m^2
2" de ∅ de PEAD	0.20 m	3,740.85 ml	748.17 m^2
		DIMENSIÓN TOTAL:	**108,849.93 m^2**

P.E.A.D. = Polietileno de Alta Densidad.

A.C. = Acero al Carbón.

La franja de afectación indirecta se determina mediante el ancho de la zanja más la superficie donde se deposita la tierra extraída de la zanja y donde maniobran los trabajadores y se ubica el equipo, tubería y/o maquinaria que requieren para estas labores.

Para la realización de maniobras e instalación de los ductos se ocupará una superficie temporal contemplada como de afectación indirecta, incluyendo la zanja, de **3 m** de ancho, donde se colocará la tierra extraída y estará trabajando la maquinaria, por lo cual, multiplicado por las diferentes longitudes de las tuberías que juntas suman un total de **198,180.22 ml**, se obtiene como resultado una superficie aproximada de afectación indirecta a impactar de **594,540.54 m^2** durante los trabajos de obra civil del proyecto.

Tabla 2.11. Superficie de afectación indirecta de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones.

Dimensión de tubería	Ancho de área de trabajo	Longitud de tubería	Área de afectación indirecta
12" de ∅ de AC	3 m	52,868.97 ml	158,606.91 m^2

Dimensión de tubería	Ancho de área de trabajo	Longitud de tubería	Área de afectación indirecta
10" de ∅ de AC	3 m	7,425.79 ml	22,277.37 m^2
6" de ∅ de AC	3 m	21,970.14 ml	65,910.42 m^2
8" de ∅ de PEAD	3 m	7,469.20 ml	22,407.60 m^2
6" de ∅ de PEAD	3 m	13,013.35 ml	39,040.05 m^2
4" de ∅ de PEAD	3 m	27,332.45 ml	81,997.35 m^2
3" de ∅ de PEAD	3 m	42,954.89 ml	128,864.67 m^2
2" de ∅ de PEAD	3 m	21,404.54 ml	64,213.62 m^2
1" de ∅ de PEAD	3 m	3,740.85 ml	11,222.55 m^2
		DIMENSIÓN TOTAL:	**594,540.54 m^2**

Así mismo, el volumen total de suelo a impactar por la apertura de la zanja contemplando una profundidad de **1.20 m** para las tuberías de 12", 10" y 6" de Ø de AC y 8", 6", 4", y 3" de Ø de PEAD, así como de **0.75 m** para la tubería de 2" y 1" de Ø de PEAD, por la superficie de afectación directa, será de **116,758.97 m^3**.

Tabla 2.12. Volumen de afectación de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones.

Dimensión de tubería	Área de afectación directa	Profundidad de la zanja	Volumen de afectación
12" de ∅ de AC	31,721.38 m^2	1.20 m	38,065.65 m^3
10" de ∅ de AC	4,455.47 m^2	1.20 m	5,346.56 m^3
6" de ∅ de AC	13,182.08 m^2	1.20 m	15,818.49 m^3
8" de ∅ de PEAD	4,481.52 m^2	1.20 m	5,377.82 m^3
6" de ∅ de PEAD	7,808.01 m^2	1.20 m	9,369.61 m^3
4" de ∅ de PEAD	16,399.47 m^2	1.20 m	19,679.36 m^3
3" de ∅ de PEAD	25,772.93 m^2	0.75 m	19,329.69 m^3
2" de ∅ de PEAD	4,280.90 m^2	0.75 m	3,210.67 m^3
1" de ∅ de PEAD	748.17 m^2	0.75 m	561.12 m^3
			116,758.97 m^3

P.E.A.D. = Polietileno de Alta Densidad.

A.C. = Acero al Carbón.

II.2.2.1 Tabla indicativa de cruzamientos

Según el análisis de campo realizado, son 54 los cruzamientos que se van a realizar a lo largo del trazo del gasoducto, 49 de los cuales son cruces carreteros y 5 cruces sobre cuerpos de agua. A continuación se detalla su ubicación exacta en la siguiente tabla:

Tabla 2.13. Ubicación de los cruces en el trazo del gasoducto.

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Cruce carretero	1+450.59	519907	2339727
2	Cruce carretero	4+573.67	521890	2338098
3	Cruce Cuerpo de Agua	4+357.07	522036	2338002
4	Cruce carretero	6+162.45	523705	2337637
5	Cruce carretero	7+444.63	524825	2337038
6	Cruce Cuerpo de Agua	*0+405.87	524739	2336683
7	Cruce carretero	12+032.66	524693	2334512
8	Cruce Cuerpo de Agua	*0+252.32	524474	2334602
9	Cruce carretero	16+675.72	522956	2330235
10	Cruce carretero	20+471.22	522477	2326586
11	Cruce Cuerpo de Agua	20+690.34	522405	2326465
12	Cruce carretero	21+425.32	522082	2325894
13	Cruce Cuerpo de Agua	22+308.01	521223	2326291
14	Cruce carretero	25+195.14	519050	2324934
15	Cruce carretero	25+354.95	518913	2324999
16	Cruce carretero	26+000	518315	2325239
17	Cruce carretero	26+129.99	518192	2325281
18	Cruce carretero	29+392.00	515339	2325489
19	Cruce carretero	0+000.00	515101	2323961
20	Cruce carretero	3+078.35	514639	2320915
21	Cruce carretero	11+818.11	512913	2312374
22	Cruce carretero	16+761.51	511218	2307734
23	Cruce carretero	16+990.91	511134	2307521
24	Cruce carretero	18+409.74	510644	2306188
25	Cruce carretero	19+554.76	510056	2305216
26	Cruce carretero	30+980.60	503367	2295944

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
27	Cruce carretero	33+350.97	501978	2294035
28	Cruce carretero	40+310.45	497237	2289183
29	Cruce carretero	43+774.55	495197	2286399
30	Cruce carretero	43+922.08	495120	2286255
31	Cruce carretero	44+286.25	494894	2285970
32	Cruce carretero	44+613.98	494699	2285707
33	Cruce carretero	46+715.65	493470	2284002
34	Cruce carretero	47+132.97	493231	2283660
35	Cruce carretero	47+679.98	492906	2283220
36	Cruce carretero	48+430.58	492452	2282624
37	Cruce carretero	49+471.60	491860	2281778
38	Cruce carretero	50+484.75	491261	2280949
39	Cruce carretero	50+941.08	490984	2280576
40	Cruce carretero	51+990.57	490199	2279897
41	Cruce carretero	0+947.44	494472	2283873
42	Cruce carretero	48+752.33	492294	2282344
43	Cruce carretero	48+953.73	492163	2282190
44	Cruce carretero	0+429.31	492628	2282114
45	Cruce carretero	1+333.44	493000	2281857
46	Cruce carretero	*0+112.39	493101	2281805
47	Cruce carretero	1+069.86	492898	2281700
48	Cruce carretero	1+592.13	492612	2281263
49	Cruce carretero	*0+490.35	492770	2281150
50	Cruce carretero	2+132.37	492324	2280804
51	Cruce carretero	*0+512.77	491694	2280674
52	Cruce carretero	2+584.76	492068	2280433
53	Cruce carretero	3+115.63	491711	2280058
54	Cruce carretero	52+000.00	490198.314	2279896.882

Imágenes ilustrativas que muestran los puntos donde se ubican los puentes sobre cuerpos de agua por lo que cruzará el gasoducto, que son puentes de 4 carriles (excepto el puente de la vialidad “Isla Paraíso” que es de dos carriles), dos sentidos, de concreto hidráulico y en buenas condiciones.

Figura 2.8. Ubicación del primero de los cauces hídricos naturales que serán cruzados por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona.

Fotos ilustrativas del Puente Calinda, en el km 4.

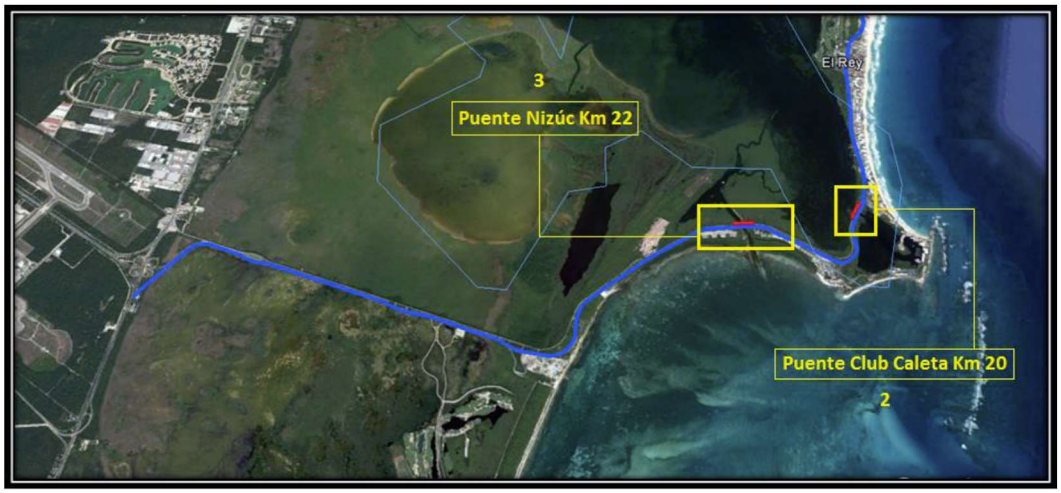


Figura 2.9. Ubicación de los otros dos cauces hídricos naturales que serán cruzados por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona.

Fotos ilustrativas del Puente de Club Caleta, en el km 20.

Fotos ilustrativas del Puente Nizuc, en el km 22.

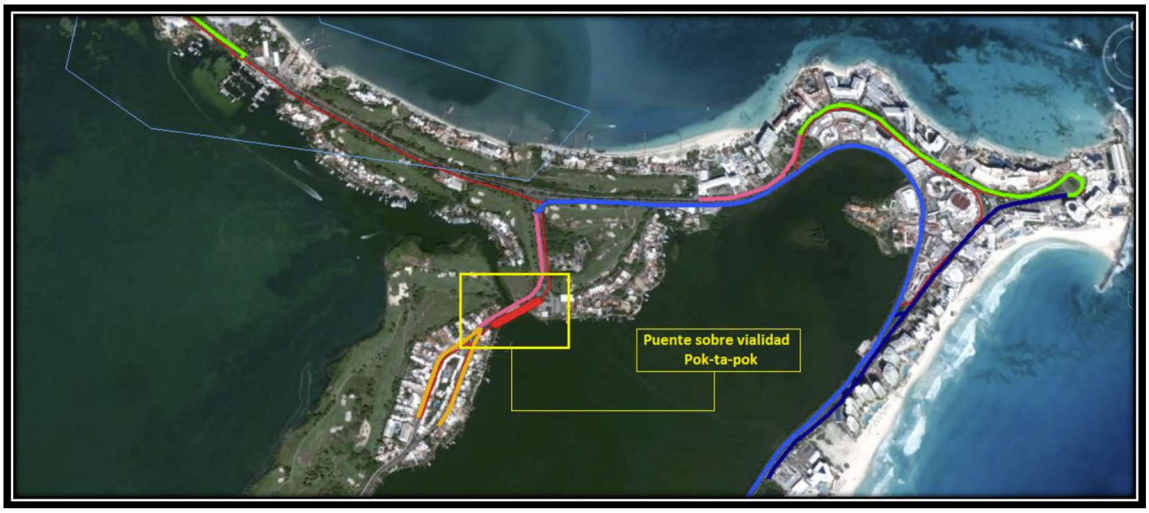


Figura 2.10. Ubicación del cauce hídrico natural que será cruzado por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona.

Fotos ilustrativas del Puente sobre la vialidad Pok – ta – pok.

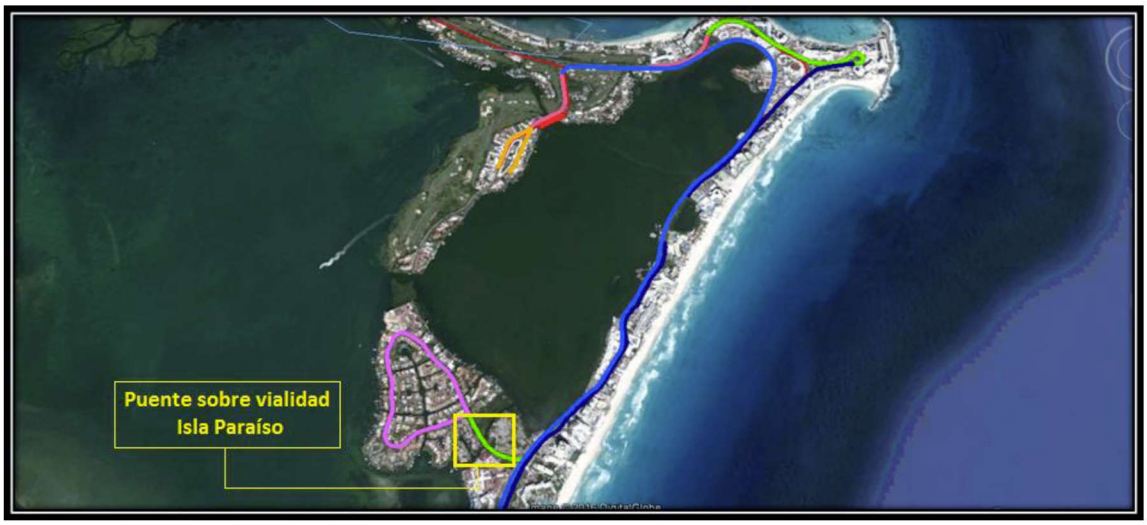
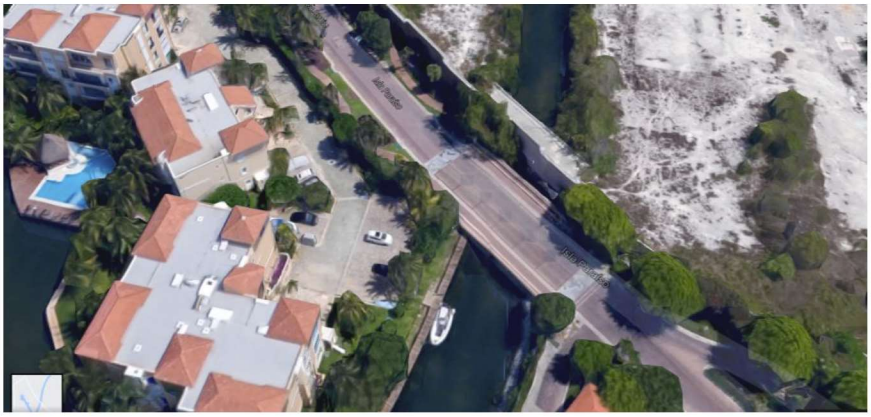


Figura 2.11. Ubicación del cauce hídrico natural que será cruzado por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona.



Fotos ilustrativas del Puente sobre la vialidad Isla Paraíso.

El área geográfica ocupada por la ciudad de Cancún, presenta una gran planicie con una leve inclinación no mayor del 0.01 % con pendiente de dirección oeste – este hacia el Mar Caribe en la que no se encuentran elevaciones de importancia.

El proyecto se asienta en una zona con muy poca variación en la altitud, muy alterada por actividades humanas, como lo es la zona hotelera del Centro de Población de Cancún, Quintana Roo, para distribuir la tubería por las vialidades de esta población, como puede apreciarse en las siguientes figuras:

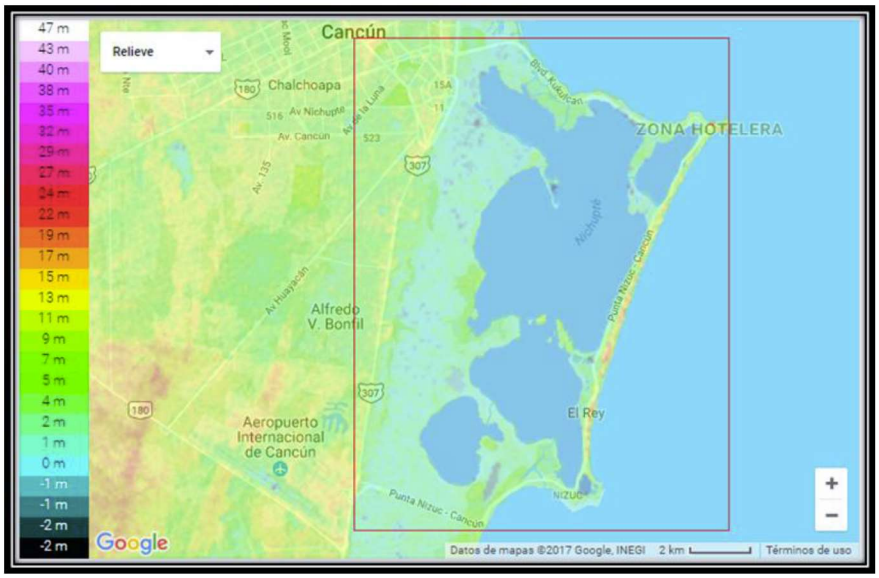


Figura 2.12. Mapa topográfico de la zona del proyecto en Cancún, Quintana Roo.

En los primeros 7.4 km del trazo del gasoducto, el relieve varía levemente, llegando a una altura máxima de 6 m.s.n.m.

Figura 2.13. Altura sobre el nivel del mar del primer segmento de 10” de ∅ de AC.

En el segundo segmento de 13 km aproximadamente, el relieve de la zona varía desde cero hasta 12 m.s.n.m.

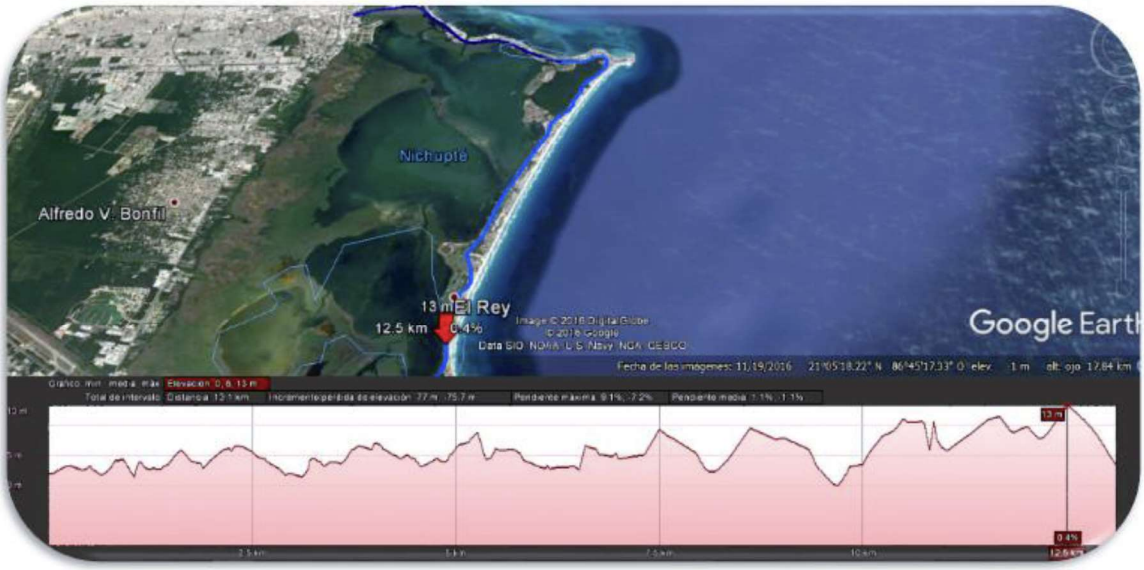


Figura 2.14. Altura sobre el nivel del mar del segundo segmento de 6" de ∅ de AC.

Finalmente el relieve del tercer segmento de 8.9 km, presenta una variación desde 1 hasta 11 m.s.n.m., como se puede apreciar en la siguiente figura del detalle del perfil de elevación del recorrido del trazo del gasoducto.

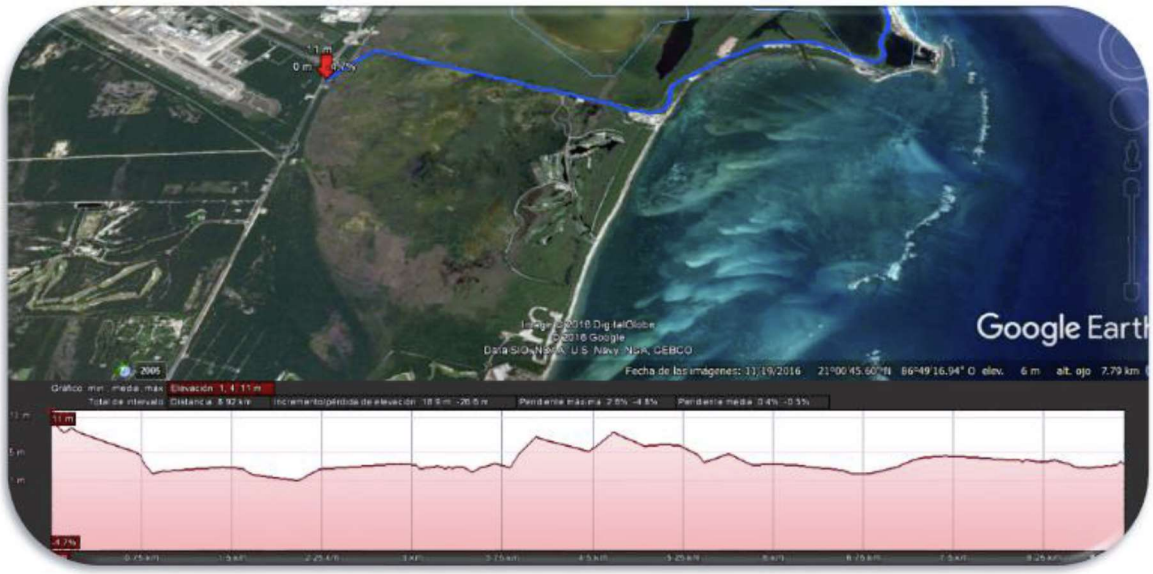


Figura 2.15. Altura sobre el nivel del mar del tercer segmento de 6" de ∅ de AC.

Esta sección del proyecto se asienta en una zona con una variación media en la altitud, muy alterada por actividades humanas, ya que se trata del tramo carretero que va desde el aeropuerto de Cancún hasta la ciudad de Playa del Carmen, Quintana Roo, como puede apreciarse en las siguientes figuras:

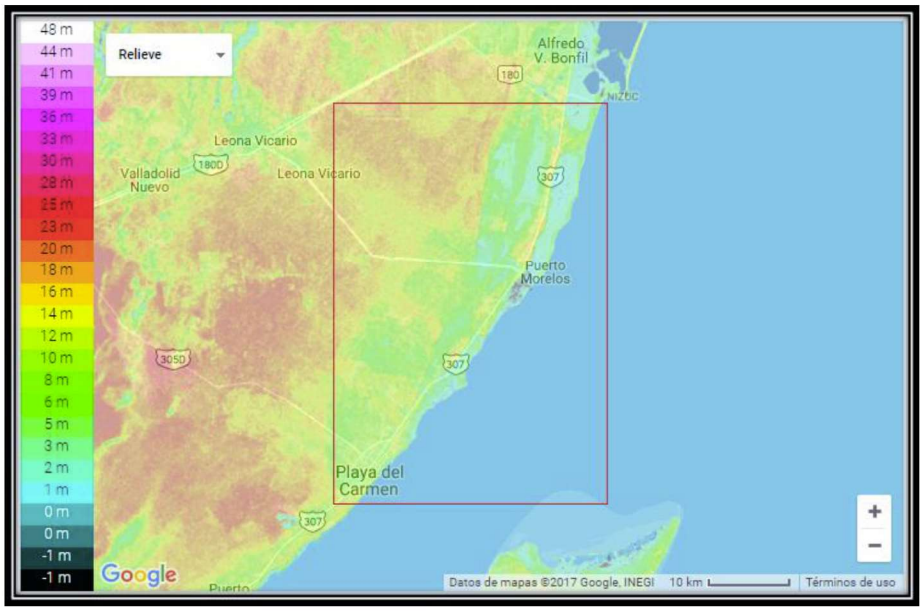


Figura 2.16. Mapa topográfico de la zona del proyecto en Playa del Carmen, Quintana Roo.

El relieve de este segmento de 52.86 km, presenta una variación que va de los 6 hasta los 12 m.s.n.m., como se puede apreciar en la siguiente figura del detalle del perfil de elevación del recorrido del trazo del gasoducto.

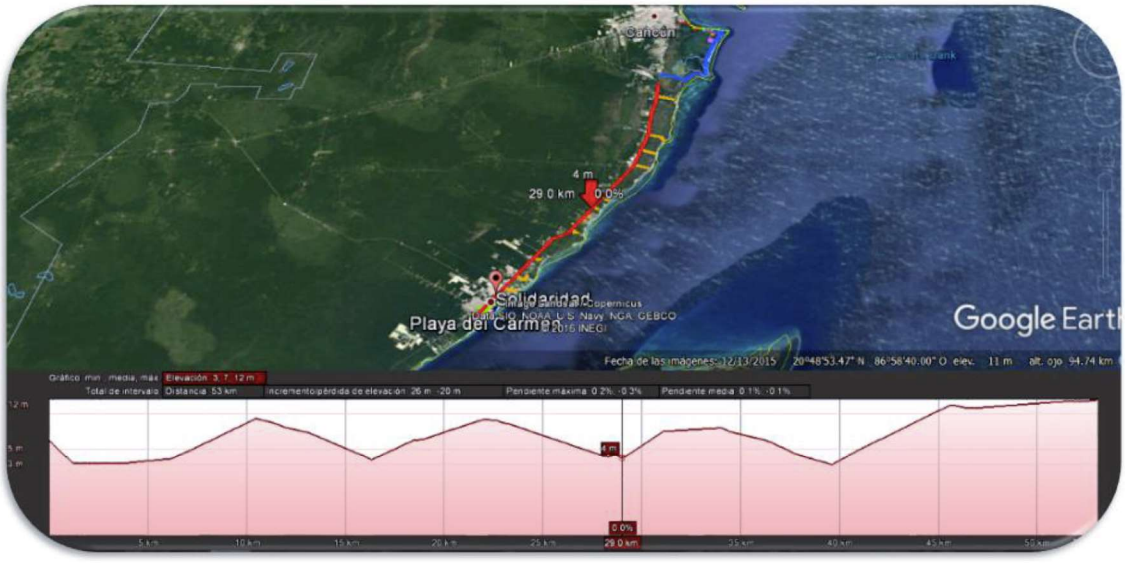


Figura 2.17. Altura sobre el nivel del mar del segmento de 12" de ∅ de AC.

II.2.3 Descripción de accesos

Los accesos directos a la zona de proyecto del sistema para transporte de gas natural, propiedad de la empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, serán terrestre y aéreo. Muchas de las vialidades en ciertas zonas de estos municipios (Benito Juárez y Solidaridad), son asfaltadas y en general presentan buenas condiciones de mantenimiento. Las vías generales de acceso al sitio de proyecto son las siguientes:

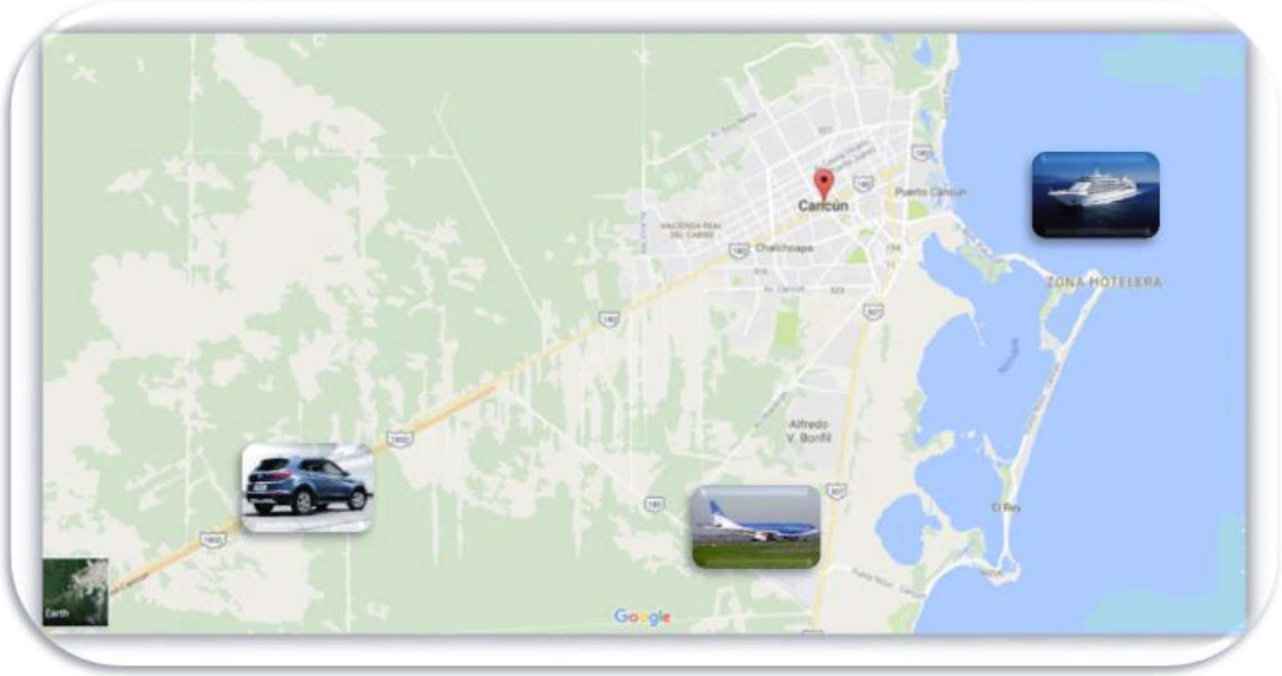


Figura 2.18. Ubicación de las formas y vías de acceso a la población de Cancún, Q. Roo.

- **Por aire:** Aeropuerto Internacional de Cancún "Benito Juárez" es el segundo en tamaño y el que más tráfico internacional recibe en México. Recibió en 2004 a más de 10 millones de personas, en 2005 a 9 millones y en 2011 atrajo a más de 13 millones de personas siendo el más transitado del estado y el más importante para el grupo Aeroportuario del Sureste (ASUR). Es la segunda mayor terminal aérea del país después del Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México, en términos de número de pasajeros y operaciones de aeronaves manejados. Las principales ciudades del mundo tienen vuelos directos al aeropuerto internacional de Cancún que se encuentra a unos 60 kilómetros al norte de Playa del Carmen. El trayecto en taxi desde el aeropuerto se hace en menos de una hora. Desde Cancún hasta Playa del Carmen podrá tomar un autobús que durará una hora en la carretera, en el mismo aeropuerto de Cancún tiene salidas hacia esta ciudad, autobuses que salen cada hora aproximadamente.

- **Por tierra a Cancún**: La distancia carretera entre Cancún y la Ciudad de México es de 2,347 kilómetros. El viaje dura cerca de 27 horas. Un itinerario muy recomendable para los viajeros es el que conecta a la ciudad de Mérida (capital del vecino estado de Yucatán) con Cancún. La distancia de 300 kilómetros (5 horas de viaje, aproximadamente) es recorrida por las unidades de las varias empresas de transporte que cubren la ruta.
- **Por tierra a Playa del Carmen**: La distancia carretera entre Cancún y la Ciudad de México es de 2,331 kilómetros. El viaje dura cerca de 27 horas. Un itinerario muy recomendable para los viajeros es el que conecta a la ciudad de Mérida (capital del vecino estado de Yucatán) con Playa del Carmen. La distancia de 300 kilómetros (5 horas de viaje, aproximadamente) es recorrida por las unidades de las varias empresas de transporte que cubren la ruta. Para llegar a Playa del Carmen desde Cancún se puede rentar un auto y tomar la autopista 307 hacia el sur por 54 km o también se puede tomar un autobús que tiene un servicio continuo. Playa del Carmen se encuentra en un asentamiento regular por lo cual es muy fácil de acceder por carretera.

El principal acceso carretero desde el centro de la Península de Yucatán, y que comunica también con Mérida es a través de la autopista de 4 carriles carretera federal 180D Kantunil-Cancún (Valladolid-Cancún), asfaltada y en buenas condiciones. A su ingreso a la zona urbana de Cancún se articula con el libramiento que va al Aeropuerto y que conecta con la carretera Cancún-Tulum, también asfaltado y en buenas condiciones.

Imagen ilustrativa del acceso a la zona de Cancún por la carretera Federal 180D Autopista Kantunil-Cancún y libramiento al aeropuerto y a la carretera Cancún-Tulum.

A un costado de la autopista, se ubica también la carretera libre Costera del Golfo, de dos carriles, asfaltada, en regulares condiciones, que también conecta a la zona de estudio con el centro de la Península de Yucatán, Valladolid y Mérida.

Imagen ilustrativa de la carretera libre de 2 carriles Costera del Golfo.

A su ingreso a la zona urbana, la autopista y la carretera costera del Golfo se unen para formar la vialidad principal de acceso a Cancún Av. López Portillo, de 6 carriles, asfaltada, en buenas condiciones.

Imagen ilustrativa de la Av. López Portillo, de 6 carriles.

Imagen ilustrativa de la conexión carretera entre la carretera federal 180D Kantunil-Cancún (Valladolid-Cancún) y la carretera federal Cancún-Tulum, que pasa a un costado del aeropuerto de Cancún.

Desde el sur del Estado de Quintana Roo, se accede a la zona de estudio en su sección donde termina, en la población de Playa del Carmen, por la carretera federal 307 Cancún-Tulum, autopista de 4 carriles, asfaltada y en buenas condiciones.

Imagen ilustrativa de la carretera federal 307 Cancún- Tulum, desde el sur, antes de ingresar a Playa del Carmen.

- **Por mar:** No es la ruta más común, sin embargo, numerosos cruceros internacionales atracan en Cancún, como parte de su recorrido por el mar Caribe. La mayoría de estos enormes barcos provienen de Nuevo Orleáns, Tampa y Miami. Entre punta Cancún y punta sur de Isla Mujeres, pueden fondearse cruceros de gran calado a una distancia mayor a una milla de la costa. en la bahía de Isla Mujeres existe buen fondeadero para embarcaciones hasta de 5.5 metros de calado. La población de Cancún cuenta con varias terminales marítimas para viajes turísticos y de transporte con Isla Mujeres y Cozumel, como la terminal marítima turística Puerto Juárez y la Terminal Isla Mujeres, o también conocida como Gran Puerto, a donde llegan los transportes de gran calado. Existen también otras marinas para embarcaciones menores turísticas, distribuidas en varios puntos al norte de la población de Cancún, como la Marina Hacienda del Mar, Punta Sam Ferry Terminal (que va a Isla Mujeres), Matrina V&V, o el Club Nautico Pachos.

Imagen ilustrativa de la Terminal Marítima Puerto Juárez, en Cancún, Q. Roo.

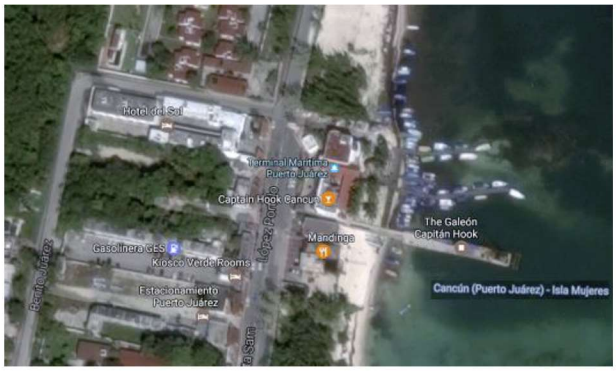
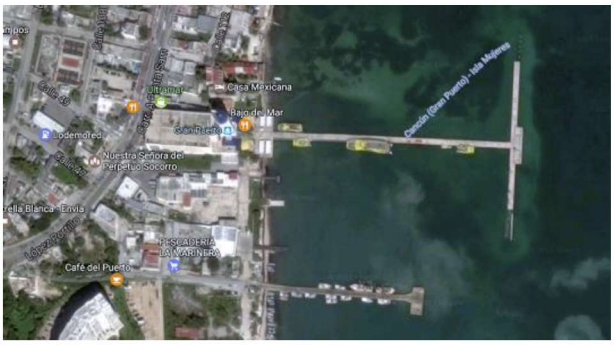


Imagen ilustrativa satelital de la terminal turística Puerto Juárez.

Imagen ilustrativa de la Terminal Marítima Isla Mujeres.


Casa Mexicana
Bajo de Mar
Nuestra Señora del Perpetuo Socorro
Café del Puerto
Calle Blanca - Envía
Calle Blanca - Envía
Calle Blanca - Envía

SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

ASEA
AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión, Supervisión, Inspección y Vigilancia Comercial

Oficio ASEA/UGSIVC/1021/2015

México, D.F. a 6 de Mayo de 2015

"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

ING. JOSÉ DE JESÚS MEZA MUÑIZ
REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA
GAS NATURAL INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.
AV. JUAN F. BRITTINGHAM NÚM. 311-3
COL. CIUDAD INDUSTRIAL, C. P. 27019
TORREON, COAHUILA
TEL: 01 (871) 718 80 12
E-MAIL: azamora@gasnaturalIndustrial.com.mx
P R E S E N T E

Una vez analizado y evaluado el Informe Preventivo (**IP**), y el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**), correspondientes al proyecto "**Sistema de Transporte de Gas Natural Cancún**", en lo sucesivo el **PROYECTO**, presentado por la empresa **GAS NATURAL INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.**, en lo sucesivo el **REGULADO**, con pretendida ubicación en el municipio Benito Juárez, en el Estado de Quintana Roo, y

R E S U L T A N D O:

I. Que el día 13 de febrero de 2015, el **REGULADO** ingresó al Espacio de Contacto Ciudadano (ECC) de la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, el escrito GNIC-SEMARNAT-09022015 del 09 del mismo mes y año, a través del cual presentó para su análisis y evaluación en materia de impacto y riesgo ambiental, el **Informe Preventivo** y el **Estudio de Riesgo Ambiental** del **PROYECTO**, mismo que quedó registrado con la clave **23QR2015G0001**.....

II. Que el día 19 de febrero de 2015, la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 34, fracción I de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y 37 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, publicó en su Gaceta Ecológica, la Separata número **DGIRA/007/15**, en donde se registró el listado del ingreso de proyectos y emisión de resolutivos derivados del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (**PEIA**) que fueron ingresados en la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental y las Delegaciones Federales de esta Secretaría en el periodo comprendido del día 12 al 18 de diciembre de 2014 al 07 de enero de 2015, entre los cuales se incluyó el **PROYECTO**.....

III. Que el día 02 de marzo la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, dio aviso al **REGULADO** sobre suspender la sustanciación, trámite y cómputo de plazos del procedimiento administrativo registrado con la clave **23QR2015G0001** e integrado para el proyecto "**Sistema de Transporte de Gas Natural Cancún**", de conformidad con el artículo Cuarto Transitorio de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector

Melchor Ocampo 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, México, D.F.
Tels: (+52.55) 5250 9255 · (+52.55) 2624 2985 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO

La información presentada en este apartado, está referenciada y sustentada en fuentes oficiales confiables y actualizadas.

III.1. Descripción de los sitios o áreas seleccionadas para la ubicación del ducto

La trayectoria de instalación del gasoducto no requiere de ningún servicio municipal o de alguna otra empresa prestadora de apoyos.

Durante la fase de construcción, los requerimientos de servicios para todas las fases del proyecto serán proporcionados por la empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, que se encargará de estas actividades.

El presente proyecto ejecutivo correspondiente a la construcción de la 2da etapa del gasoducto Cancún para transporte de gas natural, propiedad de la empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.,** se localizará en la zona urbana de Cancún, municipio de Benito Juárez y hasta la ciudad de Playa del Carmen municipio de Solidaridad en el estado de Quintana Roo. En el caso de esta zona urbana y suburbana, se cuenta con mucha infraestructura, como: energía eléctrica, alcantarillado, agua potable, pavimentación, alumbrado público, vialidades y servicios primarios. La instalación del sistema de transporte de gas natural no requerirá del consumo o explotación de los factores ambientales existentes en el área de influencia del proyecto, con lo cual no se alterará de manera significativa el ecosistema presente. Solo se requerirá agua para el caso de las pruebas hidrostáticas de tuberías de mayor diámetro entre las diferentes secciones del gasoducto, misma que al final se donará para ser reutilizada en labores de riego.

A lo largo del trazo de proyecto existen servicios como tiendas de conveniencia, gasolineras, hoteles, iglesias, transporte público, restaurantes, servicios turísticos, farmacias, centros educativos, instalaciones eléctricas, de agua potable, de drenaje y de servicios de telecomunicación.

El proyecto se ubicará a lo largo de la zona hotelera de la ciudad de Cancún, municipio Benito Juárez, iniciando en los límites de la zona centro de Cancún, continuando por todo el Boluevar Kukulcán, de la zona hotelera, hasta entroncarse con la carretera federal 307 Cancún-Tulum y terminando en la ciudad de Playa del Carmen, municipio de Solidaridad, en el estado de Quintana Roo. El trayecto del gasoducto entre estos dos puntos, incluyendo los ramales secundarios, será de 198.18 km.

El proyecto se delimita mediante 5 puntos principales, con las siguientes coordenadas:

1. ***Inicio del trazo del gasoducto***, en las coordenadas: 21°09'17.17" de Latitud Norte y 86°49'17.09" de Longitud Oeste.
2. ***Conexión de la tubería de 10'' de ∅ con el primer tramo de tubería de 6'' de ∅ de AC del gasoducto principal***, en las coordenadas: 21°08'03.80" de Latitud Norte y 86°45'40.03" de Longitud Oeste.

3. ***Conexión del primer tramo de tubería de 6 de ∅ con el segundo tramo de tubería de 6" de ∅ de AC del gasoducto principal***, en las coordenadas: 21°02'24.53" de Latitud Norte y 86°47'01.56" de Longitud Oeste.
4. ***Inicio del tramo de tubería de12 de ∅ de AC del gasoducto principal*** hacia Playa del Carmen, en las coordenadas: 21°00'58.96" de Latitud Norte y 86°51'17.41" de Longitud Oeste.
5. ***Fin del trazo del gasoducto*** en la ciudad de Playa del Carmen, municipio Solidaridad, Quintana Roo, en las coordenadas: 28°36'55.24" de Latitud Norte y 87°05'53.24" de Longitud Oeste.

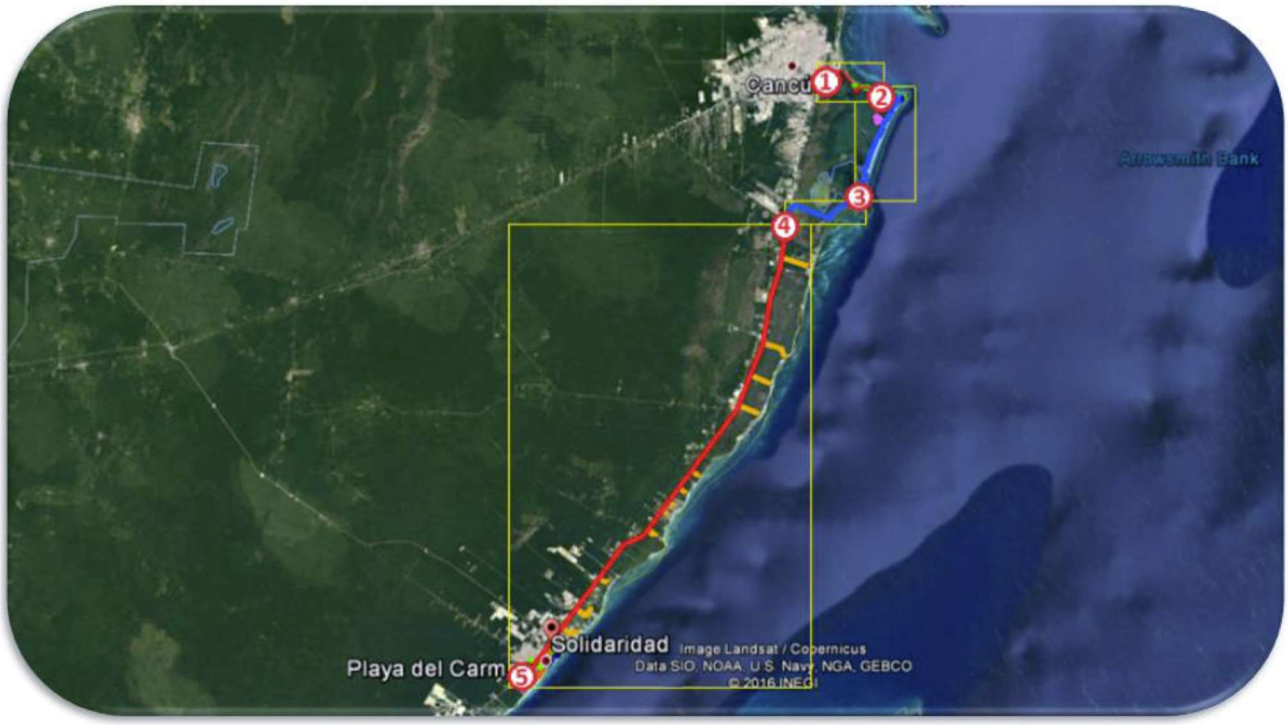


Figura 3.1. Segmentos del trazo que componen el ducto principal del proyecto para ampliación del gasoducto de gas natural desde Cancún hasta Playa del Carmen, Quintana Roo.

Las características físicas de la zona que rodea el paso del gasoducto son muy variadas puesto que existen ecosistemas tan diversos como océano, cuerpos de agua dulce, manglares, humedales y en medio de todo ello, la zona hotelera de la ciudad de Cancún, totalmente urbanizada, lo mismo que la zona urbana y hotelera de Playa del Carmen, por cuyas vialidades principales corre el trazo del gasoducto.

Municipio Benito Juárez

Benito Juárez Se localiza en la zona norte del Estado, entre las coordenadas extremas 21° 22‘ N al norte y 20° 43' N al sur; al este 86° 44' O y al oeste 87° 19‘ O. Tiene como límites al norte el municipio de Lázaro Cárdenas, el de Isla Mujeres y el Mar Caribe; al este el Mar Caribe, al sur el Mar Caribe y los municipios de Solidaridad y Lázaro Cárdenas, y al oeste el municipio de Lázaro Cárdenas. Tiene una extensión de 1,664 km² lo que representa el 3.27% del territorio del Estado. Existen algunos cenotes y lagunas entre las cuales destaca la Laguna de Nichupté. En el 2005, de acuerdo con el Consejo Estatal de Población de Quintana Roo, Benito Juárez alcanzó una población de 601,181 habitantes de los cuales 308,387 son hombres y 292,794 son mujeres, lo que en términos porcentuales representa el 51% del total de la población estatal, con una tasa de crecimiento anual del 5.59%. Según datos de la Dirección Estatal del Registro Civil, en el 2005 se registraron 10,969 nacimientos, 4,511 matrimonios, 282 divorcios y 1,423 defunciones. Este municipio cuenta con una densidad de población de 361.3 habitantes/km2.

Cancún es una Ciudad con desarrollo turístico de nivel internacional, cuenta con una Zona Metropolitana de más de 676.000 habitantes. Sus coordenadas geográficas son 21°09′38″N 86°50′51″O y su altitud va desde 1 a 8 msnm, debido a una pendiente que crece de este a oeste, paralela a toda la ciudad.

Se ubica a una distancia de unos 370 km de la Capital del Estado de Quintana Roo (Chetumal), a 70 km de Playa del Carmen y colinda hacia el este con el Mar Caribe, al norte con el municipio de Isla Mujeres, al oeste con el municipio de Lázaro Cárdenas y al sur con el municipio de Solidaridad.

Cancún se encuentra ubicada al noreste de la Península de Yucatán.

Actualmente, Cancún se encuentra dividido en cinco zonas principales, sin embargo, son dos las más importantes de Cancún:

1. Isla Cancún o Zona Hotelera es una lengua de tierra en forma de "7", con una extensión de 23 km donde se concentra la mayor parte de las playas. Está unida al continente por tres puentes: el Puente Calinda, el Puente de Club Caleta y el Puente Nizuc.
2. El Centro de la Ciudad, la zona urbana donde habita el grueso de la población y se encuentra dividido en colonias, fraccionamientos, supe manzanas o regiones, zonas regulares perfectamente delimitadas por calles y avenidas pavimentadas, que cuentan con los servicios básicos de electricidad, agua potable, servicio telefónico y drenaje.

Municipio de Puerto Morelos

Fue creado por el decreto 342 del Congreso de Quintana Roo, publicado el 6 de noviembre de 2015 en el Periódico Oficial del estado, durante la administración de Roberto Borge Angulo. Esta disposición entró en vigor el 6 de enero de 2016.

El municipio de Puerto Morelos se encuentra en la zona norte del estado de Quintana Roo, al norte colinda con los municipios de Lázaro Cárdenas y Benito Juárez, al este con el municipio de Benito Juárez y el mar Caribe, al sur con los municipios de Solidaridad y Lázaro Cárdenas, y al

oeste con el municipio de Lázaro Cárdenas. Su extensión territorial es de aproximadamente 1043.92 km².3 Su litoral costero mide aproximadamente 17.7 km

Puerto Morelos mantuvo del año 2005 al 2010 una tasa media de crecimiento de 19.10 % anual. De acuerdo a las proyecciones de la Comisión Estatal de Población del estado de Quintana Roo, el municipio cuenta con 37 099 habitantes:5

Localidad	Población
Total Municipio	37 099
Puerto Morelos	29 168
Leona Vicario	7 896
Central Vallarta	35

Municipio Solidaridad

El municipio de Solidaridad se localiza en la porción norte del Estado entre las coordenadas geográficas extremas 20° 45' N al norte, 19° 46' N al sur; 86° 57' O al este y 88° 05' O al oeste. Tiene como colindancias al norte el Estado de Yucatán y los municipios de Lázaro Cárdenas y Benito Juárez; al este el Mar Caribe y el municipio de Cozumel; al sur el Mar Caribe y el municipio de Felipe Carrillo Puerto y al oeste el Municipio de Felipe Carrillo Puerto y el Estado de Yucatán. Su extensión es de 4,245.67 Km2 lo que representa el 8.35 % de la superficie del Estado. En el 2005, de acuerdo con el Consejo Estatal de Población de Quintana Roo, Solidaridad alcanzó una población de 143,449 habitantes, de los cuales 77,426 son hombres y 66,023 son mujeres, lo que en términos porcentuales representa el 12.2% del total de la población estatal, con una tasa de crecimiento anual del 11.24%. Según datos de la Dirección Estatal del Registro Civil, en el 2005 se registraron 2,710 nacimientos, 3,060 matrimonios, 650 divorcios y 237 defunciones. Este municipio cuenta con una densidad de población de 32.5 habitantes/km2.

Playa del Carmen, es mencionado por toda la Riviera Maya, es un pueblo de apenas 50.000 habitantes, localizado en la costa del mar Caribe en el estado de Quintana Roo, al sur de Cancún.

Hace solo 20 años Playa del Carmen, y toda la Riviera Maya, eran un pueblito pintoresco en la costa, con tan solo 100 habitantes. Hoy Playa Carmen y la Riviera Maya reciben alrededor de 2 Millones de turistas de todo el mundo.

Los detalles de los sitios por los que pasa el trazo del gasoducto, se describen a detalle en el archivo fotográfico anexo, que muestra los sitios por donde se realizó el recorrido y el análisis de campo.

III.1.1 Medio Abiótico

RELIEVE, CLIMA, GEOLOGÍA, SUELOS DE LA ZONA DE PROYECTO

Relieve

El relieve de Quintana Roo es plano, con una leve inclinación no mayor de 0.01 % y pendiente de dirección oeste a este, hacia el mar Caribe, además con algunas colinas de tamaño peque o y numerosas hondonadas; la al tura media es de 10 msnm. Las principales elevaciones son los cerros: El Charro (230 msnm), Nuevo Bécar (180 msnm) y El Pavo (120 msnm). El relieve de Cozumel es ligeramente ondulado en la mayor parte de la isla, con alternancia de áreas planas y lomeríos de poca altura; relativamente plano en su porción occidental, escarpado en sus fajas costeras norte y oriental. Isla Mujeres, Contoy y el banco Chinchorro son expresiones fisiográficas del desarrollo del mar Caribe.

Municipio de Benito Juárez.

Este municipio ocupa una parte de la planicie de la Península de Yucatán. La máxima elevación sobre el nivel del mar alcanza apenas 10 metros, la superficie presenta una suave inclinación de oeste a este.

El sustrato geológico está formado por rocas calizas altamente permeables que impiden la formación de escurrimientos superficiales. Existen algunos cenotes y lagunas de las cuales destaca la **Laguna de Nichupté.**

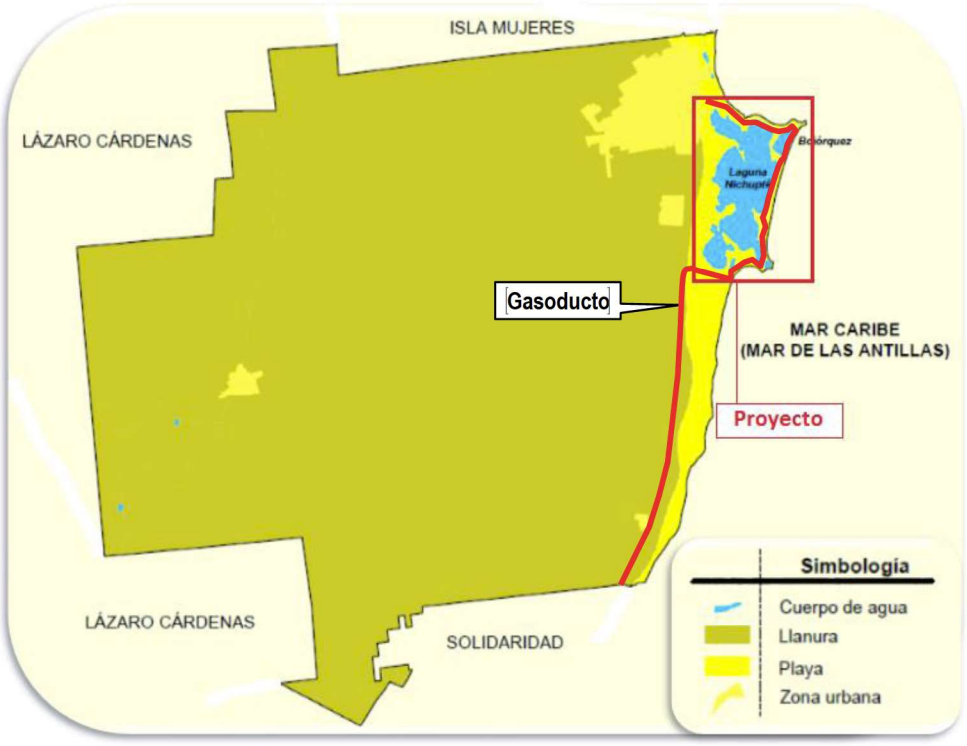


Figura 3.2. Relieve en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto.

Fuente: **Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Benito Juárez, Quintana Roo** Clave geoestadística 23005 2009

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Municipio de Solidaridad

El municipio se encuentra sobre una planicie de origen tectónico, está formado por una extensión territorial de 2,205 kilómetros cuadrados y presenta una altitud máxima de 25 metros sobre el nivel del mar, estas elevaciones disminuyen hacia la zona de la costa. El Instituto Nacional de Estadística y Geografía llevó a cabo el tercer conteo de población y vivienda durante el año 2010 y se observó que el número de habitantes que existe en el municipio de Solidaridad era de 159,012 hasta ese año.

El área donde se ubica el proyecto, es una gran planicie, con una leve inclinación no mayor de 0.01% con pendiente de dirección Oeste – Este, en la que no existen elevaciones de importancia.

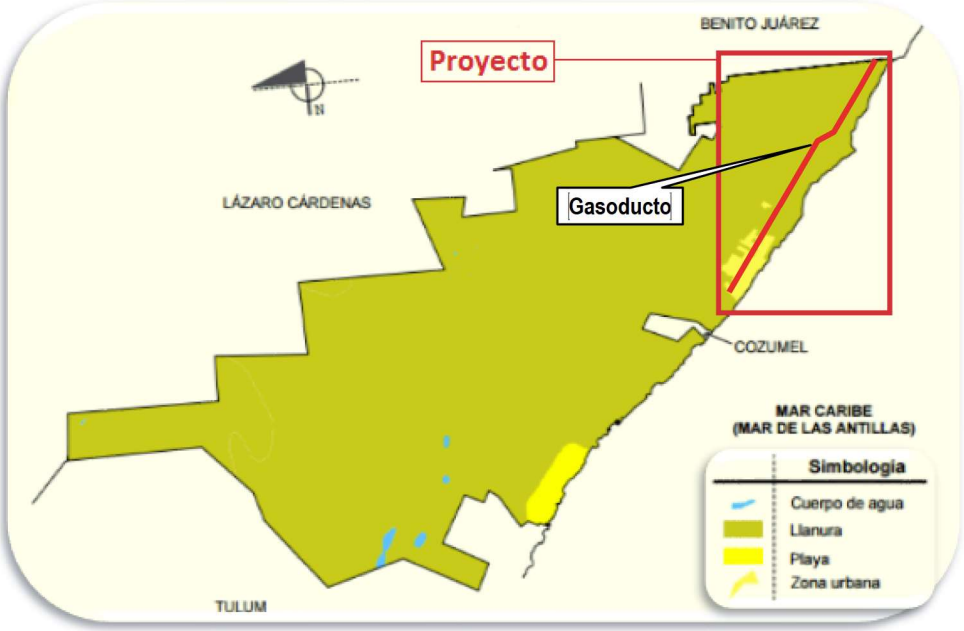


Figura 3.3. Relieve en el municipio de Solidaridad y el área del proyecto.

Fuente: **Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos Benito Juárez, Quintana Roo** Clave geoestadística 23005 2009

Fisiografía

Nuestro país se divide en quince provincias fisiográficas; cada provincia tiene sus propias características geológicas y morfológicas. Quintana Roo está enclavado en la provincia fisiográfica XI Península de Yucatán, la cual consiste en una gran plataforma de rocas calcáreas marinas que ha venido emergiendo del mar Caribe desde hace millones de años. Esta provincia comprende a su vez tres subprovincias: 1) Carso y Lomeríos de Campeche, 2) Carso Yucateco y 3) Costa Baja de Quintana Roo. La segunda es la más extensa, abarca el centro y norte de la entidad. Esto se aprecia en la siguiente figura.

Carso Yucateco

Ocupa la porción nororiente. Desde el punto de vista geomorfológico es una planicie formada en una losa calcárea, con ligera pendiente hacia el oriente y relieve ondulado; se alternan crestas y depresiones. Esta subprovincia fisiográfica se distingue por su topografía cárstica, presenta desde pequeños huecos hasta grandes depresiones, cenotes o dolinas; casi en toda su extensión carece de sistema de drenaje superficial.

Figura 3.4. Fisiografía del Estado de Quintana Roo.

Mapa elaborado por Agustín Ek Díaz *Fuente*: Carta de fisiografía. Escala 1:1 000 000.
Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

Geología y morfología

Estado de Quintana Roo

Quintana Roo forma parte de una masa compacta muy poco fracturada denominada losa de Yucatán, con escasas corrientes superficiales pero abundantes ríos subterráneos y ojos de agua. Cuando el agua se filtra por el suelo se enriquece con dióxido de carbono y se vuelve ligeramente ácida, actúa entonces como agente erosivo de la roca caliza, la cual se debilita en extremo y se

producen hundimientos que dejan al descubierto las aguas subterráneas. De este modo se forman los característicos cenotes del estado. Las principales formas cársticas que se presentan en el estado son geomorfologías que aparecen en cavidades subterráneas. Las sales disueltas por el agua pueden volver a cristalizarse en determinadas circunstancias; por ejemplo, al gotear desde el techo de un cenote o cueva se forman estalactitas y estalagmitas, o si el agua se estanca en una cavidad se pueden producir geodas.

En el litoral norte se encuentra la isla de Holbox, al noreste destacan las islas Contoy, Mujeres y Cozumel, esta última es la tercera isla más grande del país y la más importante del estado. En la costa central existen dos elementos dominantes, Bahía de la Ascensión y Bahía del Espíritu Santo; en la porción sur, integrados a la costa, se encuentran el cayo Chelén y la Bahía de Chetumal, en cuyas aguas se encuentra la isla Tamalcab; frente a la costa se localiza el banco Chinchorro. Las playas son angostas y de origen calizo desde Playa del Carmen hasta Tankah.

Las formas superficiales cársticas predominantes son resultado de hundimientos, por lo que abundan los lagos y lagunas como Chile Verde, Bacalar, Guerrero, **Nichupté,** Chunyaxché, Nohbec, Chichankanab. Las aguadas permanentes se forman por el hundimiento de la superficie o por el desplome de los bordes de cenotes en cuyo fondo podemos encontrar arcillas acumuladas o por el hecho de aflorar el nivel freático.

Los cenotes son aberturas de forma circular que muestran capas delgadas de estratos calizos; su nombre deriva del vocablo maya *tzonot* que significa pozo. Estos cenotes son pozos naturales profundos, se clasifican de la siguiente manera: a) de botella, cuya entrada es pequeña y crece hacia el fondo; b) de pozo, son amplios y cilíndricos con paredes verticales; c) tipo caverna, de entrada lateral y con el agua cubierta por la roca caliza, y los llamados viejos cenotes, desplomados, con pendiente en dirección del agua en la estación lluviosa.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística. (INEGI

La roca más abundante en la entidad es la sedimentaria, tanto del Terciario (89,5%) como del Cuaternario (10,1%), ambos Periodos pertenecientes a la Era del Cenozoico (63 millones de años); la roca sedimentaria del Terciario se localiza en todo el estado excepto en la vertiente oriental, que es ocupada por la roca sedimentaria del Cuaternario, paralela a la costa; incluso la isla Cozumel es del mismo tipo de roca; el suelo abarca 0,4% de la superficie estatal, se ubica al noreste, aledaño a la laguna Yalahan.

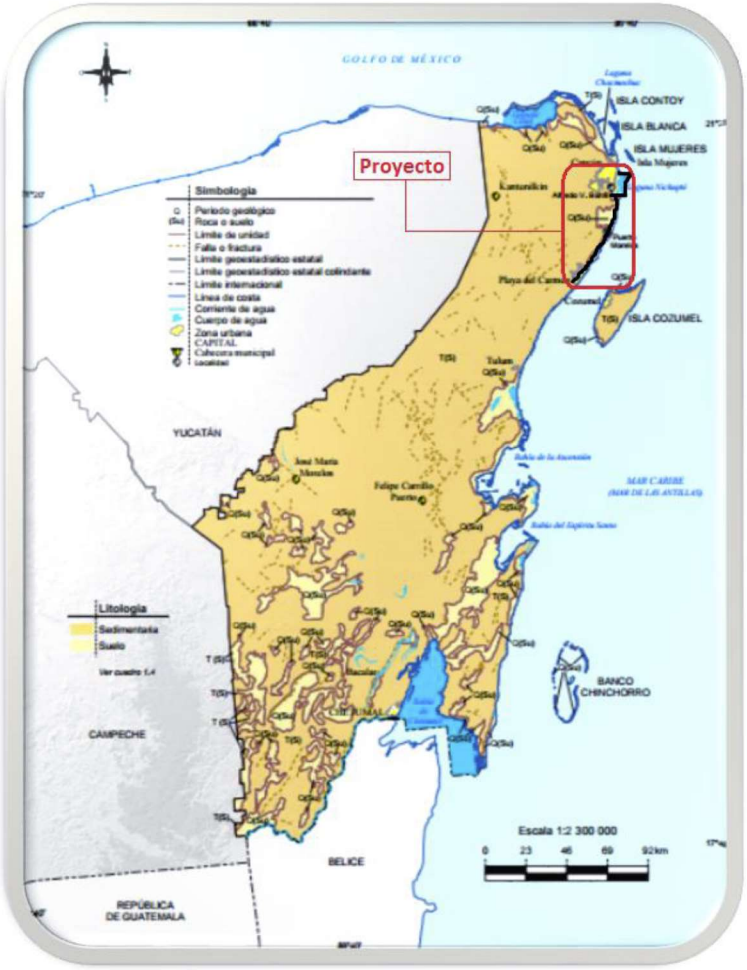


Figura 3.5. Mapa geológico del estado de Quintana Roo.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística. (INEGI).

Municipio de Benito Juárez

El 100% del territorio municipal se localiza en la provincia fisiográfica denominada Península de Yucatán. Las formaciones geológicas existentes en la región donde se ubica el municipio, son de los periodos Neógeno (87,61%) y Cuaternario (6,37%) predominando las rocas sedimentaria Caliza (87,61%) en suelos del tipo Lacustre (5,58%), Eólico (0,39%) y Litoral (0,39%).

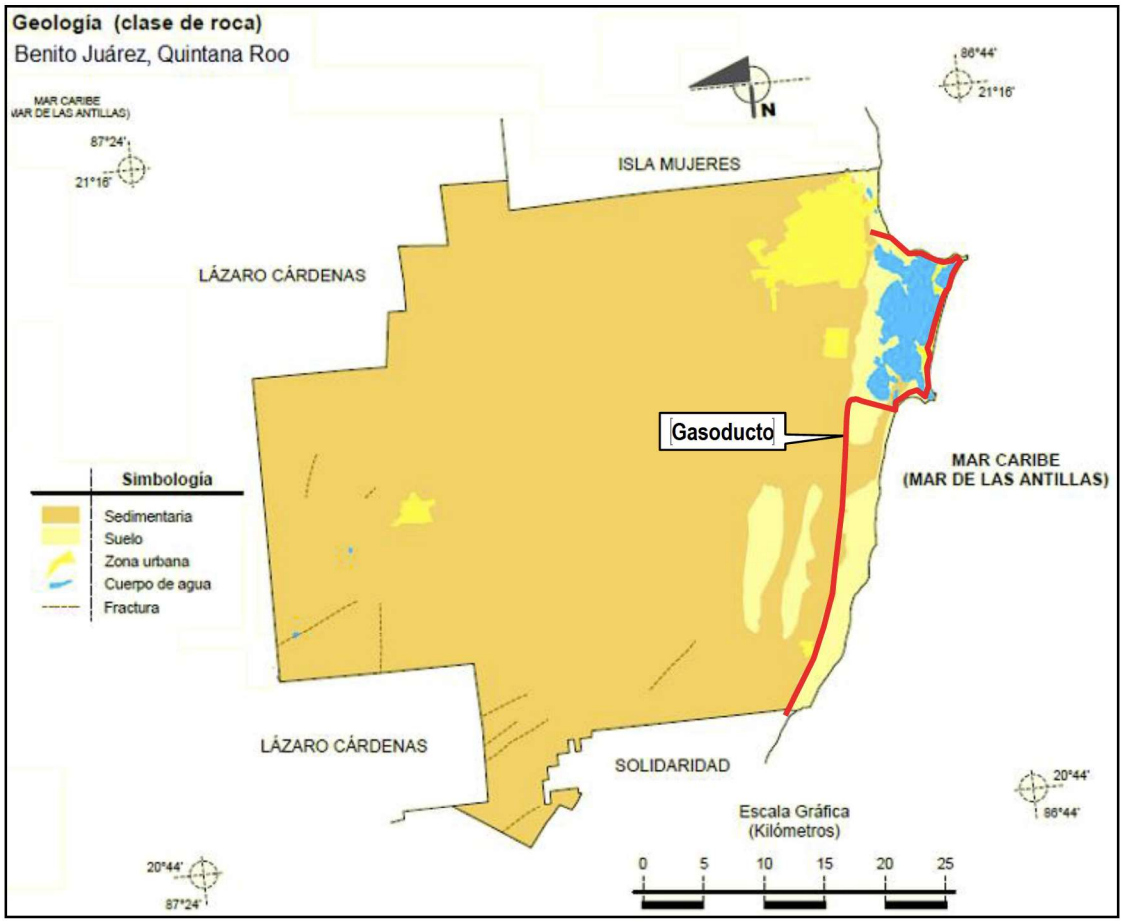


Figura 3.6. Mapa geológico del municipio de Benito Juárez.

Fuente: Prontuario de Información (INEGI).
Municipio de Benito Juárez, Q. Roo.

De acuerdo a la figura anterior, el proyecto se localizará en áreas donde predomina la clase de **Suelo Lacustre** o sedimentario, formada por lodos calcáreos, arcillas y arenas acumuladas en lagunas someras que se comunican con el mar a través de canales de marea y se encuentran separadas por un cordón litoral. Por su relieve corresponde a planicies inundables.

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Municipio Solidaridad

El municipio se encuentra sobre una planicie de origen tectónico, las máximas elevaciones son inferiores a los 25 metros sobre el nivel del mar. Estas elevaciones disminuyen hacia la zona de la costa. La altitud media del municipio de Solidaridad sobre el nivel del mar es de 10 metros.

La roca caliza, sumamente permeable, que forma el suelo de esta región no permite la existencia de corrientes de aguas superficiales. Por ello, se cuenta con innumerables cenotes. La

profundidad de los acuíferos varía de 5 a 10 metros, pero también existen de 1 metro con un espesor promedio de 19 metros. Los tipos de aguas predominantes son las sódico-cloruradas y clorurada-sulfatada-sódica.

De acuerdo a la figura anterior, el proyecto se localizará en áreas donde predomina la clase de **Suelo Lacustre** o sedimentario, formada por lodos calcáreos, arcillas y arenas acumuladas en lagunas someras que se comunican con el mar a través de canales de marea y se encuentran separadas por un cordón litoral. Por su relieve corresponde a planicies inundables.

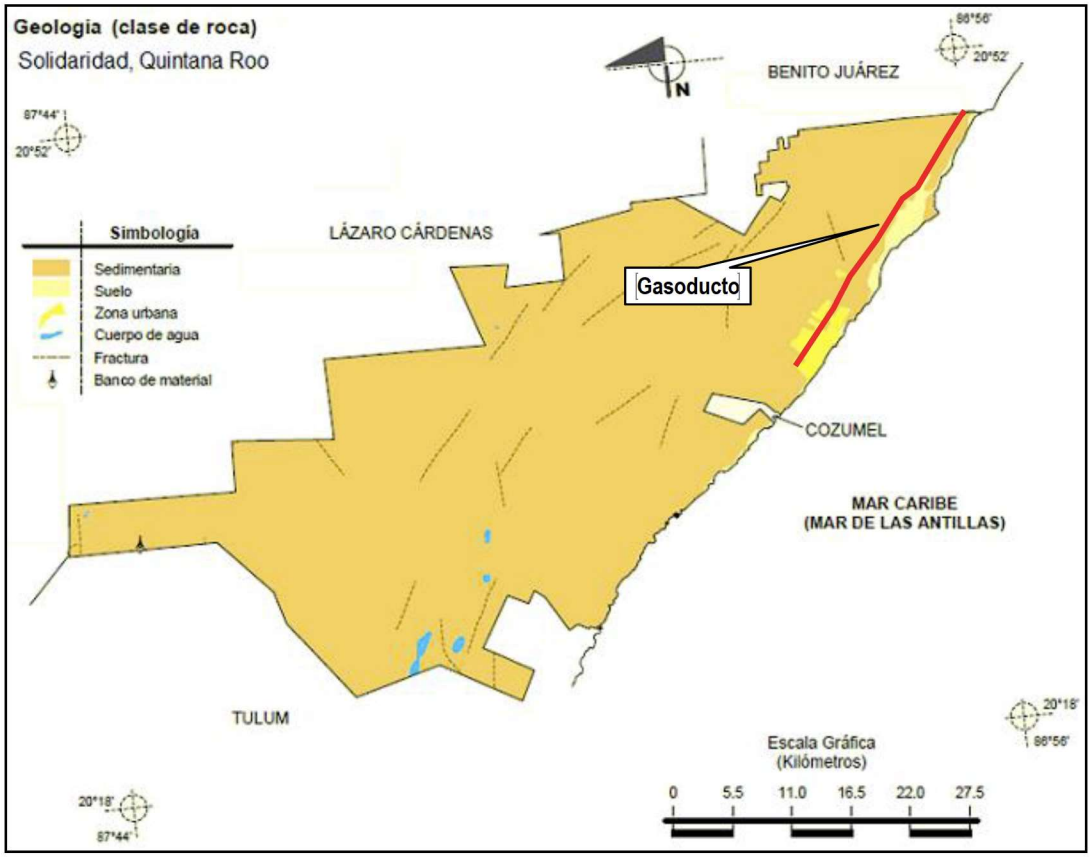


Figura 3.7. Mapa geológico del municipio de Solidaridad.

Playa del Carmen

En las inmediaciones de Playa del Carmen, al igual que en el resto de la Península de Yucatán, afloran los sedimentos calcáreos de origen marino, depositados durante la era Cenozoica del cuaternario, el tipo de calizas de esta región es de constitución dura, pero bajo esta capa en algunas áreas se presenta otro tipo de caliza blanda denominada “sascab”, (la industria extractiva de la región se basa en la explotación de esta caliza de la cual se obtienen materias primas para la construcción).

En general la presencia de las calizas duras y compactas típicas de la región, permite que el suelo tenga una buena estabilidad como soporte, aunque debido a la erosión química y física mencionada se presentan con cierta regularidad oquedades o cavernas en el subsuelo, aflorando algunos casos a la superficie. Entre los 4 y 9 metros de profundidad bajo el nivel medio del mar el subsuelo presenta una gran irregularidad en su conformación ya que existen grandes huecos llenos de agua o arena suelta que coinciden con la dinámica de arribo de las corrientes de agua dulce del continente y agua salina del litoral.

Las zonas próximas a la playa están formadas por areniscas calcáreas de origen marino, que forman regozoles y arenosoles. En estos tipos de suelos la presencia de flujos de agua provoca la formación de huecos. Las profundidades de arena sobre la roca es variable va desde el afloramiento de roca, es decir cero metros hasta los siete metros en algunas áreas del litoral.

Fuente: Documento Técnico Unificado para el Cambio de Uso de Suelo en Terrenos Forestales, Modalidad "A" para la lotificación del Predio San Martín, Fracción II, Lote 14, 15, 16, Solidaridad, Quintana Roo.

Clima

Quintana Roo tiene climas cálidos subhúmedos en la mayor parte de su territorio; es cálido húmedo en la isla de Cozumel, debido, entre otros factores, a que está situada al sur del trópico de Cáncer; a que el relieve es plano con ligeras ondulaciones, y a que su altitud es baja. Los climas cálidos se clasifican en tipos y subtipos con base en el régimen de humedad, la precipitación y temperatura:

1. Cálido subhúmedo con lluvias en verano, con los subtipos:

a) Cálido subhúmedo y **b)** Humedad intermedia.

2. Cálido húmedo con abundantes lluvias en verano.

Clima cálido subhúmedo con lluvias en verano

Es el clima predominante en casi 99 % del territorio de Quintana Roo. Se distribuye en la zona continental y en las islas Contoy e Isla Mujeres; la temperatura media anual varía entre 24 y 28 °C, con una precipitación de entre 700 y más de 1 500 mm anuales

Ante el amplio rango de precipitación se pueden diferenciar tres zonas, por su grado de humedad y temperatura:

1) Zona de humedad mayor (de 1 300 a más de 1 500 mm).
2) Zona de humedad media (1 100 a 1 300 mm).
3) Zona de humedad baja (menos de 1 100 mm). Abarca los terrenos del extremo noreste, que incluyen el sur de Cancún así como dos pequeñas áreas en el centro, y otra más en el occidente. La humedad es baja porque la precipitación es menor a 1 100 mm anuales.

Figura 3.8. Climas del Estado de Quintana Roo.

Mapa elaborado por C. José C. Herrera Sansores Fuente: Carta de climas. Escala 1:1 000 000.
Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

Temperaturas y Precipitaciones

El clima del estado de Quintana Roo es cálido subhúmedo con una temperatura media anual de 26° C. El mes de enero es el menos caluroso, mientras que el más cálido puede caer antes o después del solsticio de verano o sea, mayo, junio, julio o incluso agosto, pero en cada estación la temperatura es uniforme.

Los meses más calientes son de mayo a septiembre con temperaturas que oscilan de 25° a 29° C; los más fríos van de diciembre a febrero, fluctuando entre los 21° C y 24° C. La época de lluvias comprende los meses de mayo a octubre, aunque a veces se prolonga hasta noviembre, la precipitación anual varía entre los 800 a 1 500 mm, con tendencia creciente en sentido norte-sur y oeste-este, con mayores precipitaciones en la costa este, en una franja de 35 km de ancho, desde Playa del Carmen hasta la península de Xcalak.

La temporada de secas abarca los meses de noviembre a abril, y esta época se puede dividir en dos subperiodos: época de nortes, de noviembre a febrero, ocasionado por masas de aire y nubes con vientos polares acompañados de rachas violentas y temperaturas bajas, y la franca sequía, que comprende de febrero al mes de abril. La evaporación potencial media anual es de 1,650 mm con una variación mensual de entre 104.9 mm en diciembre a 192.9 mm en mayo. La evapotranspiración es la cantidad de agua que regresa a la atmósfera en forma de vapor y transpiración biológica de los vegetales. Para el estado, la evapotranspiración real media anual es semejante a la precipitación y varía en igual sentido (norte noroeste-sur sureste), va de 800 a 1,200 mm. Por el contrario, la variación del déficit de agua se comporta en sentido inverso, va de 1,200 a 800 mm (sur sureste- norte noroeste), abarcando once meses en el extremo norte, donde puede durar hasta once meses; en cambio, en la parte sur alcanza poco más de tres meses, ya que tiene mayor precipitación.

Municipio de Benito Juárez

Los climas predominantes en el municipio de Benito Juárez son Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (61,35%) y Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (38,65%), con una precipitación anual que va desde los 0 a 1 300 mm y un rango de temperaturas que varía de 24 °C a 28°C.

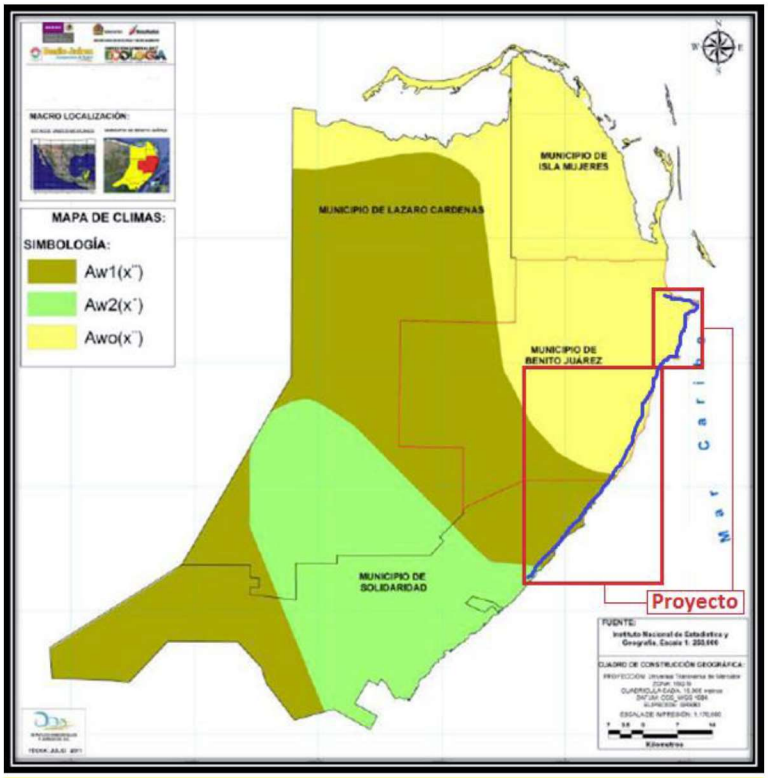


Figura 3.9. Climas en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo y en el área del proyecto.

Como se aprecia en la figura anterior, el tipo de clima predominante en el área del proyecto es el Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad.

De acuerdo con la clasificación de Köppen, modificada por García (1983), el sistema ambiental se ubica en el subtipo climático cálido subhúmedo Aw0 (x'), el cual se distingue por los siguientes parámetros.

De acuerdo con los registros de la estación meteorológica de Cancún a cargo de la Comisión Nacional del Agua, la temperatura promedio anual durante el periodo 1981 – 2010 es de 27.3°C, siendo agosto el mes más caluroso con una temperatura promedio de 29.7°C, con una máxima de 34.8°C. Asimismo, enero es el mes más frío con una temperatura promedio anual de 24.1°C y mínima de 19.9°C.

Por otra parte, según la carta de precipitación media anual del INEGI, el sistema ambiental se ubica en una zona que presenta un rango de precipitación que va desde los 1000 a los 1100 mm anuales; sin embargo, con base en los registros mensuales y anuales promedio obtenidos de la estación meteorológica de Cancún, se tiene que los meses de menor precipitación media anual rondan alrededor de los 40 mm; la precipitación media anual es de 1,100 mm y el período de secas se presenta de febrero a abril. La precipitación se puede incrementar por tormentas tropicales, nortes o huracanes. Los meses con mayor precipitación pluvial son junio, septiembre y octubre.

Vientos

Los vientos alisios predominan durante todo el año, debido a la influencia de las corrientes descendentes subtropicales que emigran de las zonas de alta presión hacia las zonas de baja presión ecuatorial, manifestando cambios en su dirección y velocidad en el transcurso del año. En los primeros meses del año (enero - mayo), los vientos tienen una dirección Este-Sureste y mantienen velocidad promedio de 3.2 m/seg. Para el lapso de Junio a Septiembre, los vientos circulan en dirección Este, incrementando su velocidad promedio hasta 3.5 m/seg. Finalizando el año, en Noviembre y Diciembre, la dirección del viento cambia hacia el Norte y presenta velocidades de 2 m/seg., lo que coincide con el inicio de la temporada de "Nortes".

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Municipio Solidaridad

El clima del municipio es cálido subhúmedo con lluvias en el verano de mayor humedad La temperatura media anual es de 26° C. Los vientos predominantes son los del sureste. La precipitación pluvial anual oscila entre los 1,300 y los 1,500 milímetros con estación de lluvia de marzo a octubre. El clima se ve afectado por los ciclones, que aumentan la precipitación sobre todo en el verano.

El Municipio de Solidaridad, al igual que todo el Estado de Quintana Roo, tiene la influencia de las masas de aire marítimo tropical que son transportadas por los vientos alisios del Caribe y del Atlántico; para el área se cuenta sólo con los datos del período de 1998-1999. Dichos vientos tienen una dirección Este-Sureste (ESE), se presentan prácticamente todo el año con velocidades entre 3 n/s y 4 n/s. En invierno, particularmente en los meses de octubre y noviembre, los vientos disminuyen su velocidad y cambian de dirección debido a la influencia de las masas polares que descienden desde el Ártico.

Edafología

Clasificación de los suelos

Existen muchas formas de clasificar los suelos, lo cual complica su comparación con otras áreas geográficas, en México se adoptó la Base Referencial Mundial para el Recurso del Suelo (wrb, por sus siglas en inglés); además, en la Península de Yucatán los mayas han dado nombre a los distintos tipos de suelos, su forma de nombrarlos y clasificarlos también ha sido de gran utilidad y es de uso común. Ver cuadro siguiente.

Tabla 3.1. Denominación maya de los cuatro principales suelos en Quintana Roo.

Nombre Maya	Base referencial Mundial para el Recursos Suelo*	Características
Tzek'el	Leptosol (lítico o réndzico)	Pedregoso .Roca dura continua a po0ca profundidad.
Ak' alche	Vertisol gléyico o gleysol vértico	Tierras bajas que se inundan. De propiedades gléycas (respecto al color del suelo).
Pus-lu'um	Phaeozem	Suelos que no se inundan, situados en lomerío suave, con horizonte superficial. Obscuro y generalmente fértil.
K'ankab	Luvisol crómico	Tierra bermeja. Hacen referencia al color rojo fuerte de todo el perfil del suelo.

Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

En Quintana Roo los suelos son importantes para las actividades agrícolas, ganaderas y forestales así como para el turismo, urbanismo y recreación. Se trata de suelos jóvenes, algunos poco desarrollados, y la mayoría de poca profundidad; el grupo predominante son los leptosoles (lp). En Quintana Roo existen doce de los treinta grupos de suelos principales, reconocidos por la Base Referencial Mundial para el Recurso del Suelo (wrb, 2000). Cuatro grupos abarcan 85.58 % de la superficie estatal. Esto se aprecia en la figura siguiente.

1) Vertisoles

2) *Phaeozem*

3) Luvisoless

4) Leptosoles

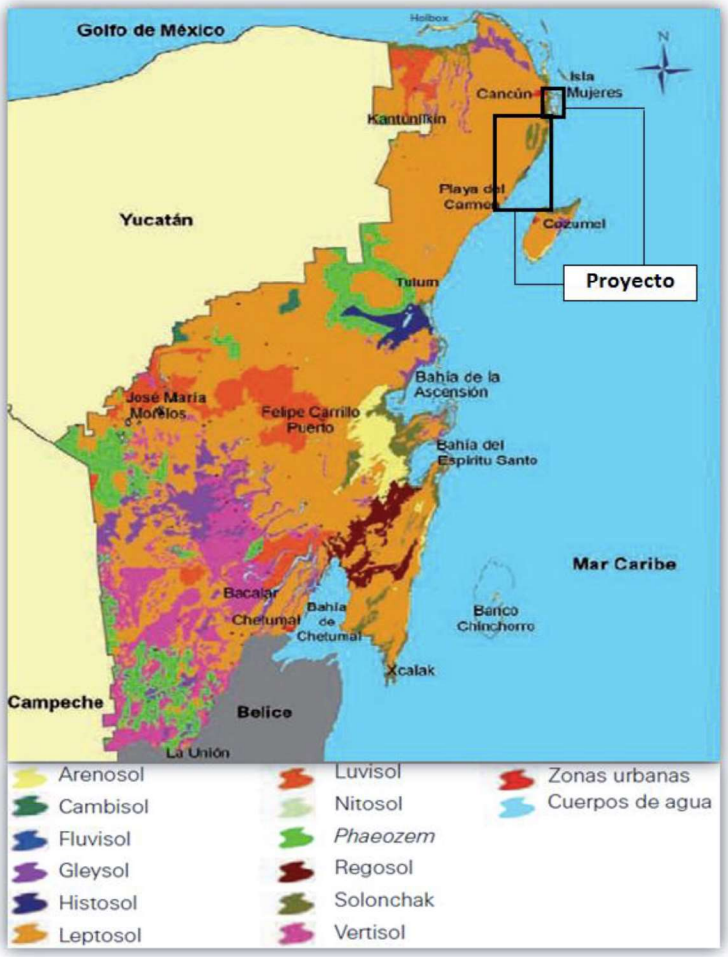


Figura 3.10. Tipos de suelos en Quintana Roo.

Mapa elaborado por Héctor Antonio Tello Taracena Fuente: Carta edafológica. Escala 1: 250 000. Serie II.
Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintana Roo.
Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

En México, los Leptosoles son comunes en la Sierra Madre Oriental, la Occidental y la del Sur, las Penínsulas de Yucatán y Baja California y una vasta región del Desierto Chihuahuense. Particularmente, en la Península de Yucatán, los Leptosoles tienen una capa superficial rica en materia orgánica, pero también pueden presentar problemas de manejo agrícola por la escasa retención de humedad debido a lo somero del suelo y alta cantidad de afloramientos rocoso.

Municipio de Benito Juárez.

En el aspecto edafológico, la zona donde se ubicará el proyecto para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural Industrial, S.A. de C.V., dentro del municipio Benito Juárez se encuentra compuesto por suelos de los tipos *Leptosol* (85,40%), *Solonchak* (7,07%), Gleysol (0,80%) y Arenosol (0,65%). Esta proporción se aprecia en la figura siguiente.

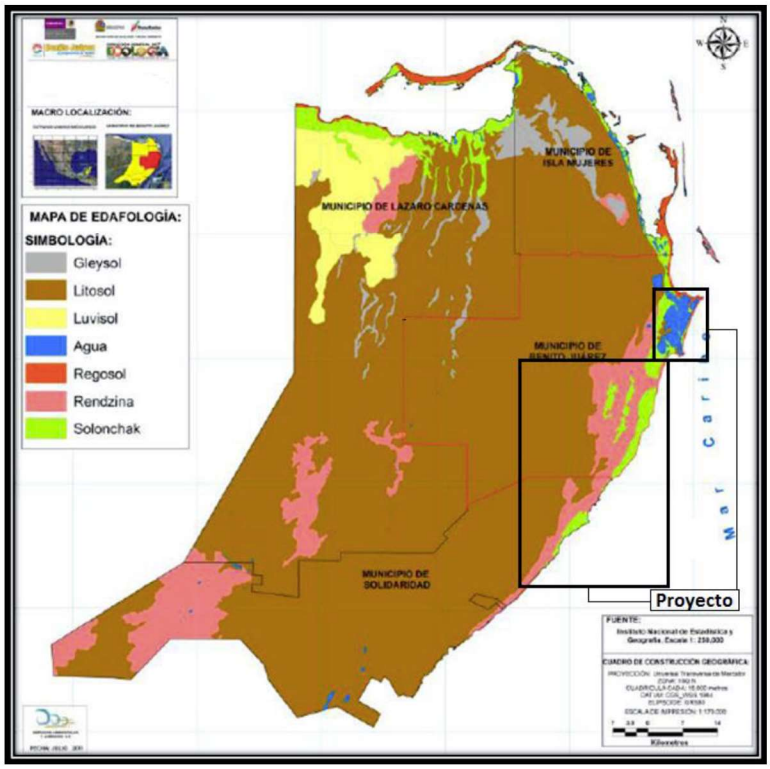


Figura 3.11. Tipos de suelos en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad, Quintana Roo y el área del proyecto.

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Municipio Solidaridad

Los suelos dominantes en el municipio son: *Leptosol* (94.52%), Phaeozem (2.47%), *Solonchak* (1%), Arenosol (0.42%) e Histosol (0.3%)

Como se aprecia en la figura anterior, los suelos presentes en el proyecto son Solonchak y Regosol, mismos que se describen a continuación:

Solonchak

Se presentan en zonas donde se acumula el salitre, tales como lagunas costeras y lechos de lagos, o en las partes más bajas de los valles y llanos de las regiones secas del país. Tienen alto contenido de sales en todo o alguna parte del suelo. La vegetación típica para este tipo de suelos

es el pastizal u otras plantas que toleran el exceso de sal (halófilas). Su empleo agrícola se halla limitado a cultivos resistentes a sales o donde se ha disminuido la concentración de salitre por medio del lavado del suelo. Su uso pecuario depende del tipo de pastizal pero con rendimientos bajos. Su símbolo es (Z).

Regosol

El Regosol es el de suelo de mayor extensión en el territorio nacional y puede definirse como la capa de material suelto que cubre la roca; sustenta cualquier tipo de vegetación dependiendo del clima; sin embargo su uso es principalmente forestal y ganadero, aunque también puede ser utilizado en proyectos agrícolas y de vida silvestre. Abarca la mayoría de las sierras del territorio y también se localiza en lomeríos y planos así como en dunas y playas.

Fuente: Modificación del programa de Ordenamiento Ecológico Local del Municipio de Benito Juárez.

III.1.2. Medio Biótico

Vegetación

Un rasgo distintivo de Quintana Roo es su exuberante vegetación, propia de la región neotropical a la que pertenece el estado y de la provincia fisiográfica de la que forma parte, la número once, que corresponde a la Península de Yucatán. Se identifican doce comunidades vegetales en la entidad, su distribución está determinada por el clima, las características geológicas, los tipos de suelo, la topografía y la presencia del mar Caribe:

1. Selva alta subperennifolia.
2. Selva mediana subperennifolia.
3. Selva mediana subcaducifolia.
4. Selva baja espinosa subperennifolia.
5. Selva baja subcaducifolia.
6. Selva baja caducifolia.
7. Palmar 8. Manglar.
9. Sabana.
10. Vegetación de dunas costeras.
11. Petén.
12. Tular.

Las selvas están formadas por vegetación arbórea de origen tropical; reúnen un gran número de especies vegetales, muchas de ellas presentan contrafuertes o aletones, poseen bejucos, lianas y plantas epífitas. Las selvas se clasifican por su altura y por la caducidad de sus hojas en época de secas y, en segundo término, por su composición vegetal, ya que es muy compleja. En Quintana Roo predomina la selva mediana subperennifolia donde se insertan el resto de las comunidades

vegetales (véase figura siguiente). En menor proporción existen el tular-saibal, el popal, tasistal y la sabana con pino caribeño. Cabe señalar que, como resultado de las actividades humanas, se han formado selvas secundarias que, al igual que los pastizales o palmares inducidos, no se consideran tipos de vegetación. Las siguientes descripciones se basan en la Guía para la interpretación cartográfica de uso del suelo y vegetación, serie III, del INEGI (2005), donde se recopilan y analizan los trabajos de Faustino Miranda (1959) y Jerzy Rzedowski (1978) para clasificar la vegetación en México y representarla en mapas.

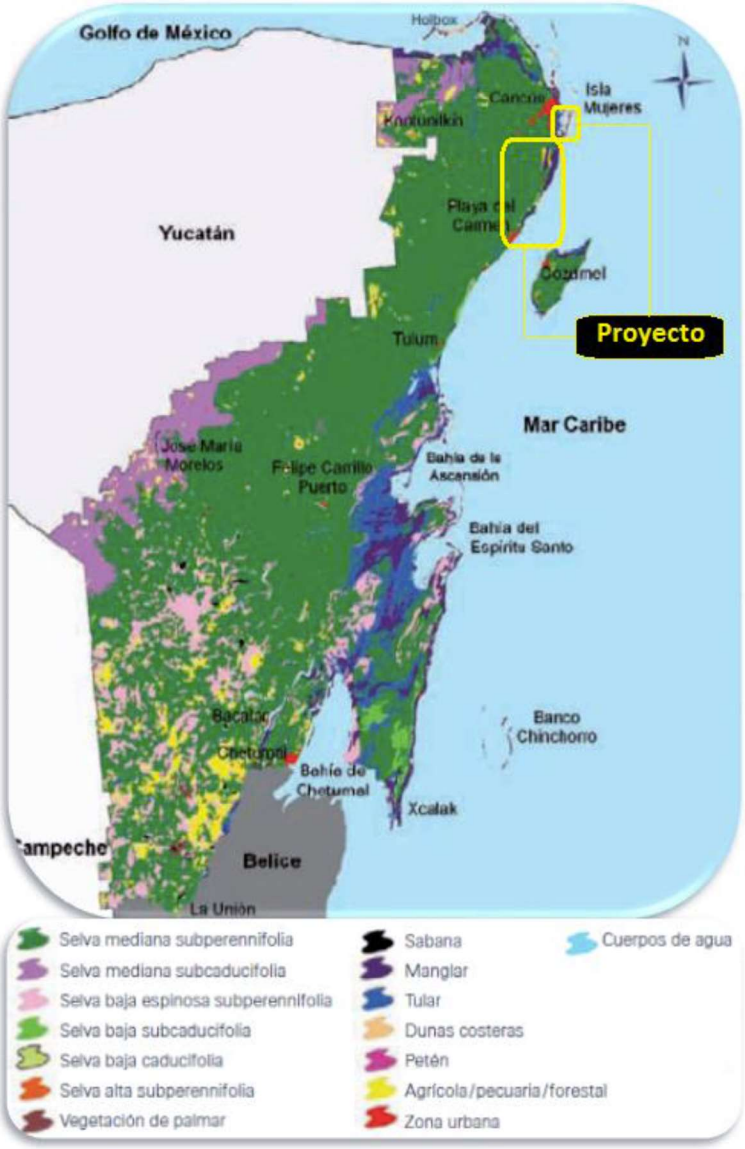


Figura 3.12. Vegetación de Quintana Roo y el área del proyecto.

Fuente: Cartas de uso del suelo y vegetación. Serie III. Escala 1:250 000.
Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

A continuación se describe el principal tipo de vegetación que existe en el área de influencia:

Selva mediana Subperennifolia.

La selva mediana subperennifolia es la más extensa. Se distribuye de norte a sur y de este a oeste, en la porción oeste extrema colinda con la selva mediana subcaducifolia. Otros tipos de vegetación se encuentran intercalados y dispersos a lo largo de esta selva. Los árboles de esta comunidad también tienen contrafuertes y poseen gran cantidad de epífitas y bejucos.

Altura y estratos.

Los árboles tienen una altura de entre 15 y 25 m, con troncos menos gruesos que los de la selva alta perennifolia, aun cuando se trata prácticamente de las mismas especies. También presenta tres rangos de altura (árboles de 4 a 12 m, de 12 a 22 m y de 20 a 30 m). Las palmas forman parte de los estratos, especialmente del bajo y del medio. Especies características Ox (ramón), chakah, ya' (zapote, chicoza- pote), tzalam, yaaxnik, pukte', ja'asche', caoba. En las riberas de los ríos crece el kuyché (zapote bobo). Se encuentran también helechos y musgos, así como abundantes orquídeas, bromeliáceas y aráceas. Ver la siguiente tabla de vegetación.

Manglar

Está formado por una agrupación de árboles en la que predomina el árbol de mangle, se caracteriza por su adaptación a las aguas con alta salinidad. Se distribuye en grandes macizos a lo largo de toda la costa de Quintana Roo, pero en mayor proporción desde la reserva de la Biosfera de Sian Ka'an hasta Scalak.

Altura.

Mide desde 80 cm hasta más de quince metros, pueden alcanzar los 25 metros. Una característica del mangle son sus raíces en forma de zancos, cuya adaptación le permite estar en contacto directo con el agua salobre. Se desarrolla en zonas bajas y fangosas de las costas, en lagunas, esteros y estuarios de los ríos. Por su composición florística se distinguen cuatro tipos: mangle rojo, mangle negro, mangle blanco y mangle botoncillo; por su altura y por su asociación con otras especies se clasifica de la siguiente manera:

a) Manglar de seis a diez metros, cerrado. En esta comunidad vegetal domina el mangle rojo, la vegetación está totalmente cerrada; no se descarta la presencia esporádica de mangle negro, mangle blanco, así como el botoncillo. Está rodeada de saibal o cortadera, y de mangle rojo pero de menor altura (de dos a cinco metros). El terreno se inunda en época de lluvias.

b) Manglar de dos a cinco metros. También domina el mangle rojo, pero se observa la presencia de mangle botoncillo. Esta comunidad es un poco más abierta que la anterior; facilita la presencia de saibal o zacate cortadera, está rodeado de esta especie y de manglar de seis a diez metros, cerrado; en época de lluvias el terreno se inunda y es fangoso. Se encuentran huiro casita, chak- sikin, icaco y tasiste, entre otros.

c) Manglar de alrededor de un metro. El mangle rojo es el más abundante, llega a alcanzar un metro de altura, generalmente está inundado; se observa la presencia de pasto aguja.

Encontramos este manglar en la reserva de la biósfera de Sian Ka'an, en el camino del crucero de Cafetal hacia Mahahual, así como alrededor del estero de Chac, en los alrededores de Punta Cancún.

Tabla 3.2. Lista de especies representativas por tipo de región, selva mediana subperenifolia.

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Amapola	Pseudobombax ellipticum
Bari	Calophyllum brasiliense
Bayo blanco	Aspidosperma megalocarpon
Bayo rojo	Aspidosperma cruentum
Bojón	Cordia alliodora
Bob	Coccoloba acapulcensis
Bob	Coccoloba diversifolia
Botán	Sabal mauritiiformis
Boxchechem	Metopium brownei
Caimito	Chrysophyllum mexicanum
Caoba	Swietenia macrophylla
Caracolillo	Sideroxylon foetidissimum
Cascarillo	Matayba oppositifolia
Ch'it	Thrinax radiata
Chakah (palo mulato)	Bursera simaruba
Chakah blanco	Dendropanax arboreus
Chakalja'as (mamey)	Pouteria zapota
Chechem blanco	Sebastiania adenophora
Cho-che limoncillo	Erythroxylum aerolatum
Chunup	Clusia salvinii
Ciricote	Cordia dodecandra
Copal (pom)	Protium copal
Cordoncillo	Piper auritum
Dormilona	Mimosa pudica
Epífita	Philodendron oxycardium
Epífita	Philodendron radiatum
Frijolillo	Pithecelobium arboreum
Granadillo	Platymiscium yucatanum
Hulub	Bravaisia tubiflora
Jabín	Piscidia piscipula

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Ja'asche' (tabaquillo)	Alseis yucatanensis
Jícaro	Crescentia cujete
Jobo	Spondias mombin
Jucarillo	Bucida spinosa
Jucarillo	Eleocharis cellulosa
K'anchunp	Thouinia paucidentata
K'uche' cedro rojo	Cedrella odorata
K'ulimsis	Trichilia hirta
Kaniste'	Pouteria campechiana
Kanxa'an (sombrerete)	Terminalia amazonica
Katalox	Swartzia cubensis
Katzin	Mimosa bahamensis
Ki	Agave sp
Kitanche	Caesalpinia gaumeri
Laurelillo	Nectandra coriacea
Machiche'	Lonchocarpus castilloi
Mora	Maclura tinctoria
Muk	Dalbergia glabra
Nance	Byrsonima crassifolia
Ox (ramón)	Brosimum alicastrum
Pa'sak' (negrito)	Simarouba glauca
Pata de vaca	Bauhinia divaricata
Pich (orejón)	Enterolobium cyclocarpum
Pichi'che'	Psidium sartorianum
Pimienta	Pimenta doica
Piñuela	Bromelia alsodes
Pomolche	Jatropha gaumeri
Pukte'	Bucidas buceras
Sakchechem	Cameraria latifolia
Sakpa'	Byrsonima bucidaefolia
Sak-piixoy	Trema micrantha
Sipche	Malpighia glabra
Tsitsilche'	Gymnopodium floribundum
Tzalam	Lysiloma bahamensis
Volador, tamay	Zuelania guidonia
Wano kum	Cryosophilla argentea
Waya	Talisia oliviformis
Wayam kox	Exothea diphylla

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Xcanlool	Senna racemosa
Xku	Aechmea bracteata
Xmakulis	Tabebuia chrysantha
Ya' (zapote, chicozapote	Manilkara zapota
Ya'axche'	Ceiba pentandra
Yaaxnik	Vitex gaumeri
Zapote bobo	Pachira aquatica
Zapotillo	Pouteria reticulata

Tabla 3.3. Lista de especies representativas por tipo de región, selva mediana subcaducifolia.

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Baalche	Lonchocarpus longipedicellatus
Elemuy	Malmea depressa
Matapalo	Ficus cotinifolia
Naranjillo	Esenbeckia sp
Pimienta che	Colubrina ferruginosa
Xculinsis	Trichilia hirta
Xki, volador	Gyrocarpus americanus
Xul	Lonchocarpus xuul

Tabla 3.4. Lista de especies representativas por tipo de región, manglar / tular /tasistal / saibal.

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Botoncillo	Conocarpus erectus
Cortadera, navajuela	Cladium jamaicense
Mangle blanco	Laguncularia racemosa
Mangle negro	Avicennia germinans
Mangle rojo	Rhizophora mangle
Tule	Typha domingensis
Tulillo	Scirpus sp
Zacate	Cyperus ligularis
Zacate	Panicum sp

Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

Durante el recorrido de campo efectuado en la zona de influencia del trazo, algunas de las especies observadas en el área urbana son las siguientes.

Tabla 3.5. Lista de especies observadas en el área urbana de Cancún.

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO
Palma cocoplumosa	Syagrus romanzofiana
Guaje	Leucaena leucocephala
Bugambilia	Bougamvillea spectabilis
Cica	Cycas revoluta
Oreja de elefante	Alocasia macrorrhiza
Palma ornamental	Sabal palmeto
Tzalam	Clysiloma latisiliquum
Cocotero	Cocos nucifera
Palma datilera	Phoenix dactylifera
Maguey morado	Tradescantia spathocea
Palma bismarck	Bismarckia nobilis
Palo mulato	Bursera simaruba
Thrinax	Thrinax radiata
Jabin	Psidia piscipula
Flor de mayo	Plumeria rubra
Agave	Agave americana
Palma real	Croystonea regia
Campanita	Ipomoea indica
Ciricote	Cordia dodecandra
Laurel de flor	Neriujm oleander
Coreopsis	Coreopsis palmale
Palma excelsa	Trachycarpus fortunei
Pochota	Ceiba aesculifolia
Palma enana	Phoenix roebelinii
Pitahaya roja	Hylocereus undatus
Uvero	Coccoluba uvifera
Aktus	Thevetia gaumeri

Municipios Benito Juárez y Solidaridad

El listado florístico de los Municipios de Benito Juárez y Solidaridad, se elaboró en base a fuentes secundarias, el trabajo de campo así como en diversos estudios de vegetación realizados en la región.

Las familias con mayor número de especies son: Fabaceaea (31), Rubiaceaea (10), Orquidaceae (9), Palmae (8), Malvaceae (8), Bignoniaceae (8) y Sapindaceae (8). No se registró ninguna especie en peligro de extinción. 11 especies se reportan como Amenazadas y una especie está considerada como Sujeta a Protección Especial.

De acuerdo con el listado florístico de estos municipios, la mayoría de las especies son características de la selva mediana subperennifolia (138) y en la vegetación secundaria de este tipo de vegetación se registran 149 especies. En la selva baja subcaducifolia se registran 37 especies y 3 especies protegidas. En el manglar y la sabana se registran 19 especies y 4 especies están protegidas. En los agroecosistemas se incluye a la mayoría de las especies introducidas, se registran 21 especies en total y una especie protegida. De acuerdo con el listado florístico, el manglar, la sabana, el tular son las comunidades con menor riqueza de especies vegetales.

Tabla 3.6. Número de especies registradas y protegidas por tipo de vegetación según el listado florístico y la NOM-059-SEMARNAT-2010 en los Municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo.

TIPO DE VEGETACIÓN	CLAVE	NÚMERO DE ESPECIES	
		REGISTRADAS	PROTEGIDAS
Selva mediana subperennifolia	SMQ	138	5
Vegetación secundaria de SMQ	VSA/SMQ	149	5
Selva baja subcaducifolia	SBS	37	3
Sabana - Tular	SA -TU	19	0
Manglar	MA	19	4
Vegetación de duna	VD	41	3
Agroecosistemas	AGRO	21	1

Fuente: NOM-059-SEMARNAT-2010. Carnevalli et al 2010. SAyJSC.

Según las categorías de riesgo que tiene establecida la NOM-059-SEMARNAT-2010 para las especies de flora y fauna que habitan el territorio nacional, las siguientes plantas se identificaron en los Municipios de Benito Juárez y Solidaridad y corresponden a las siguientes categorías:

Amenazada (A).- Aquella especie o poblaciones de la misma, que podrían llegar a encontrarse en peligro d desaparecer a corto o mediano plazo, si siguen operando los factores que inciden negativamente en su viabilidad, al ocasionar el deterioro o modificación de su hábitat o disminuir directamente el tamaño de sus poblaciones.

Sujeta a Protección Especial (Pr).- Aquella especie o población que podría llegar a encontrarse amenazada por factores que inciden negativamente en su viabilidad, por lo que se determina la necesidad de propiciar su recuperación y conservación o la recuperación y conservación de poblaciones de especies asociadas.

Tabla 3.7. Estatus de protección y distribución por tipo de vegetación de las especies protegidas en el Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo.

ESPECIES PROTEGIDAS	ESTATUS DE PROTECCIÓN	SMQ	VSA	SBS	S/T	MA	DU	ZA
Astronium graveolens	Amenazada	x	x					
Avicennia germinans	Amenazada					x		

ESPECIES PROTEGIDAS	ESTATUS DE PROTECCIÓN	SMQ	VSA	SBS	S/T	MA	DU	ZA
Beaucarnea pliabilis	Amenazada	X		x				
Coccothrinax readii	Amenazada	x	x				x	
Conocapus erectus	Amenazada					x		
Guaiacum sanctum	Amenazada	x	x	x			x	
Laguncularia racemosa	Amenazada					x		
Pseodophoenix sargentii	Amenazada			x				
Rhizophora mangle	Amenazada					x		
Roystonea regia	Protección especial							x
Zamia loddigesii	Amenazada	x						
Tabebuia chrysantha	Amenazada	x	x					
Thrinax radiata	Amenazada	x	x				x	

Fuente: NOM_059-SEMARNAT-2010.

SMQ= Selva mediana subperennifolia

VSA= vegetación secundaria de selva mediana subperennifolia

SBS= Selva baja caducifolia

SA/TU= Sabana y Tular

MA= Manglar

VD= Vegetación de dunas costeras

ZA= Vegetación de zonas agropecuarias

De acuerdo con la información recopilada en los Municipios de Benito Juárez y Solidaridad, se registraron 13 especies protegidas, de las cuales 12 se reportan como Amenazadas y una con la categoría de protección Especial. Las especies citadas con algún estatus de protección: kulinsis (*Astronium graveolens*), el mangle negro (*Avicennia germinans*), la despeinada (*Beaucarnea pliabilis*), el nakax (*Coccothrinax readii*), el botoncillo *(Conocarpus erectus*), mangle blanco (*Laguncularia racemosa*), la palma caribeña (*Pseudophoenix sargentii*), el mangle rojo (*Rhizophora mangle*), chacwa (*Zamia loddigesii*), X-k'aniol *(Tabebuia chrysantha*) y la palma Chit (*Thrinax radiata*) y el Guayacán (*Gualacum sanctum*) que se reportan como amanezadas (A) y la palma real (*Roystonea regia*) con la categoría sujeta a Protección Especial (Pr).

Fuente: Dirección General de Ecología. Gobierno del Estado de Quintana Roo. Municipio de Benito Juárez. Modificación del Programa de Ordenamiento Ecológico Local del Municipio de Benito Juárez, Quintan Roo.2011.

En lo que corresponde al área de influencia del proyecto, se observó que la flora existente, en su mayoría es inducida, principalmente en las áreas verdes y avenidas de las zonas residenciales y comerciales por donde quedará instalada la red de distribución, y la mayoría de dichas especies son utilizadas para adornar las calles y avenidas de la ciudad. Originalmente la zona donde se

pretende instalar la trayectoria de la red el suelo estaba ocupada por la Selva Alta y Media Subperennifolia y áreas naturales con altas concentraciones de vegetación, ya que la zona se localiza en la costa del Caribe Mexicano, lo cual, debido a las condiciones climáticas propician a que el suelo este cubierto en su mayoría por vegetación, sin embargo, en la Cd. de Cancún, dichas condiciones ya fueron sustituidas por la infraestructura urbana y comercial del municipio.

En todo el tramo correspondiente al sistema de transporte de gas natural, la integridad ecológica funcional es media, ya que se presenta un escenario con vegetación natural y de ornato en las aceras y camellones de las vialidades como producto de la urbanización e instalación de infraestructura de servicios; de acuerdo a los recorridos realizados en campo por el derecho de vía donde se localizará el proyecto, se observa que el grado de deterioro es alto, ya que el paisaje que se presenta ha sufrido la sustitución de los componentes biogénicos, al ser introducidos sistemas y/o paisajes fuertemente antropogénicos, lo cual también ha modificado la dinámica ecológica funcional que ahora depende de la intervención humana.

Lo anterior, es el escenario actual en la zona por donde quedará instalada el sistema para transporte de gas natural, y los impactos a generar estarán en función de las alteraciones sociales que se puedan causar durante la obra civil del proyecto, ya que dadas las características particulares del mismo y al escenario ecológico actual, no se causarán alteraciones significativas en el medio ambiente ni modificaciones al paisaje natural por la instalación del proyecto, debido a que la infraestructura quedará instalada de manera subterránea y no afectará la visibilidad ni la calidad paisajística.

Por lo anterior, no se producirá erosión en el área de influencia del proyecto, además de que no se ocasionarán impactos a la comunidad florística de la región.

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Fauna

Quintana Roo.

La riqueza biológica del estado de Quintana Roo, se estima en 7,938 especies, y dentro de este conjunto de seres vivos, los vertebrados terrestres aportan 725 especies al valioso patrimonio natural del estado.

Fuente: Pozo, C., Armijo Canto, N. y Calmé, S.

Municipio de Benito Juárez

La riqueza faunística del municipio se estima en 566 especies, siendo el grupo de las aves el que presenta el mayor número con el 71% del total de las especies. Asimismo, es sobresaliente que 123 especies (21%) se encuentran incluidas en la NOM-059_SEMARNAT-2010 bajo alguna categoría de riesgo, 13 de las cuales son consideradas endémicas para la península de Yucatán, tal como se presenta en la siguiente tabla y gráfico.

Municipio Solidaridad

Los animales de la región corresponden mayoritariamente de origen neotropical, sin embargo están presentes animales de origen neartíco como el venado. Los principales grupos representados son los anfibios, reptiles, aves y mamíferos. Se detectaron la presencia de 309 especies en el corredor Cancún - Tulum, de las cuales las aves son las más difundidas de todas. Las aves se encuentran representadas por zanates, garzas blancas, colibríes y pequeños mamíferos como la zorra gris, ardillas, ratones, tlacuaches y murciélagos; que junto con la gran variedad de fauna marina representan un recurso importante de la localidad.

En el litoral, se localiza una parte de la Reserva de la Biosfera de Sian Ka'an, "Puerta del cielo", que alberga más de 300 especies de aves acuáticas y una gran variedad de mamíferos. En esta reserva se reproducen especies como el jaguar, el puma, el ocelote, el tigrillo, el mono araña, el venado cola blanca, y otros en peligro de extinción como el manatí. La biodiversidad de la selva incluye: bosque tropical, sabana, manglares y costa.

Tabla 3.8. Fauna endémica registrada en el Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo.

GRUPO	ESPECIES	FAMILIAS	NOM-059	P	A	Pr	ENDÉMICOS
Peces continentales	26	15	2	1	1	0	2
Anfibios	15	7	3	0	0	3	1
Reptiles	57	19	27	4	9	14	1
Aves	406	65	78	11	19	48	6
Mamíferos	62	26	13	7	6	0	3
TOTALES	566	132	124	23	35	65	13

En términos de porcentaje sobresale por mucho el grupo de las aves seguido de los mamíferos y reptiles.

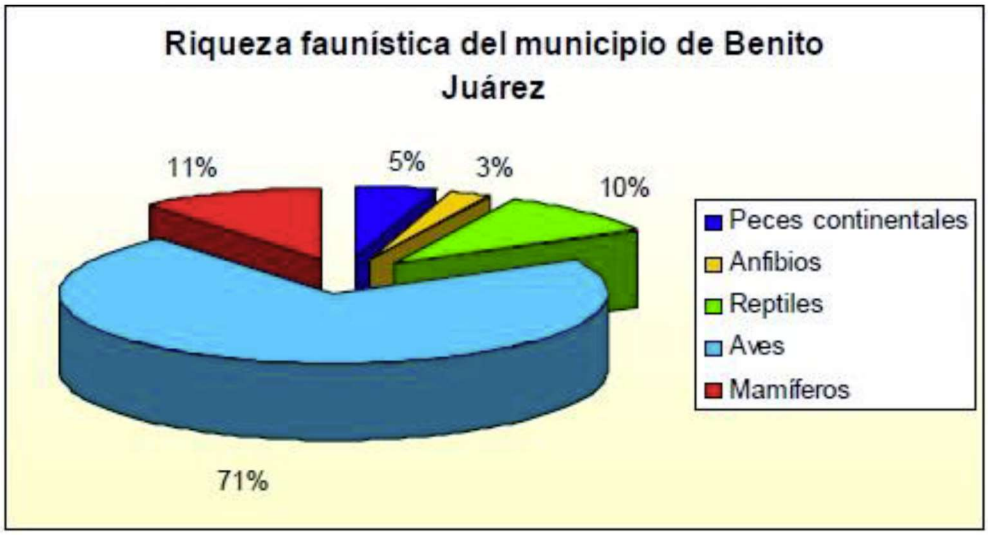


Figura 3.13. Gráfica de la riqueza faunística del Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo.

Peces continentales:

El Municipio de Benito Juárez posee una gran cantidad de hábitats acuáticos entre los que se encuentran lagunas costeras, así como una red de cenotes, en los cuales ha bitan una gran diversidad de peces tolerantes a diversos grados de salinidad y dulceacuícolas.

La fauna de la región norte del estado resulta interesante por la presencia de algunas especies como *Chriodorus atherinoides y Strongylura notata* que si bien se consideran eminentemente marinos existen registros en cuerpos de agua dulce. Igualmente es también importante el registro de *Lutianus grisaeus* como el único pargo registrado en cenotes.

El norte de Quintana Roo también sobresale por la presencia de especies endémicas para la Península de Yucatán, tal es el caso del pez ciego de cenotes *Ogilbia pearsei*, actualmente considerado en peligro de extinción y cuyas poblaciones se encuentran en riesgo por contaminación orgánica. Otra especie endémica presente en el municipio es *Poecilia velífera* considerada amenazada por la actividad turística en toda la región del corredor Cancún-Tulum.

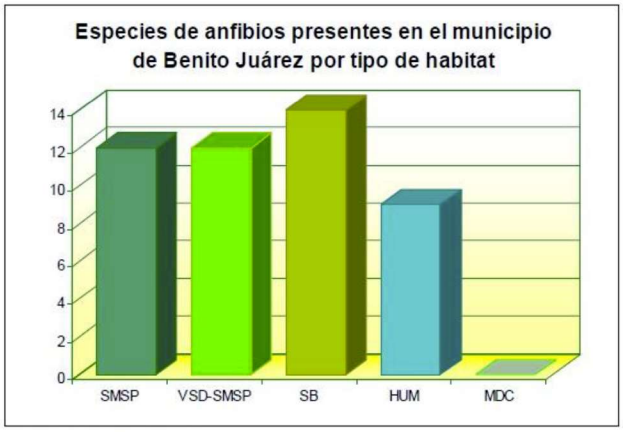
Hasta el momento se cuenta con un registro de 26 especies de peces continentales pertenecientes a 15 familias, dos de las cuales son endémicas para la Península de Yucatán y están incluidas en la NOM-059-SEMARNAT-2010. Estas dos especies son las siguientes:

Tabla 3.9. Especies de peces continentales endémicas de la Península de Yucatán.

DATOS	Especie 1	Especie 2
Familia	Bythhidae	Poeciliidae
Especie	*Ogilbia pearsei*	*Poecilia velifera*
Nombre común	Dama blanca ciega, pez ciego	Topote de aleta grande
Cuerpos de agua: dulce /salobre	Cenotes, grutas	Cenotes costeros
NOM-059-SEMARNAT-2010	Endémica	Endémica

Anfibios

La herpetofauna de la Península de Yucatán se estima en 188 especies repartidas en 144 géneros y 33 familias, 14% de las cuales son consideradas como endémicas de la Península. Los anfibios cuentan con 44 especies ubicadas en 19 géneros y 9 familias. En el Municipio de Benito Juárez, se registran 15 especies de anfibios, distribuidos en 7 familias, 3 de las cuales están referidas en la NOM-059_SEMARNAT-2010.

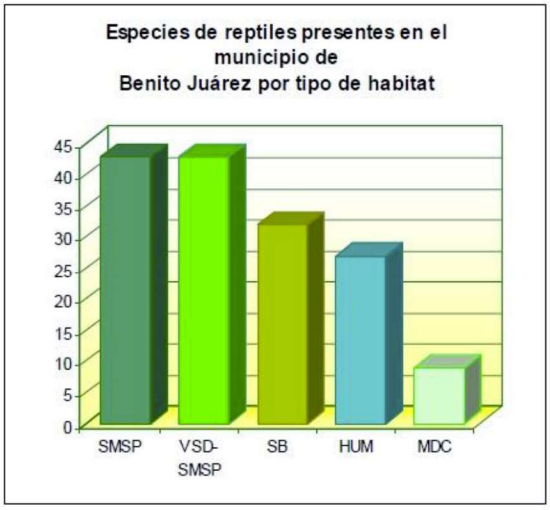


SMSP	Selva Mediana Subperennifolia
VSD-SMSP	Vegetación secundaria derivada de selva mediana subperennifolia
SB	Selva Baja Subcaducifolia
HUM	Humedales (manglares, sabana, tular, etc.)
MDC	Matorral y dunas costeras

Figura 3.14. Gráfica de especies de anfibios presentes en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo, por tipo de hábitat.

Reptiles

En la Península de Yucatán existen 145 especies de reptiles distribuidos en 84 géneros y 24 familias; en el municipio de Benito Juárez se registra en 40% del total de las especies reconocidas para la Península de Yucatán.

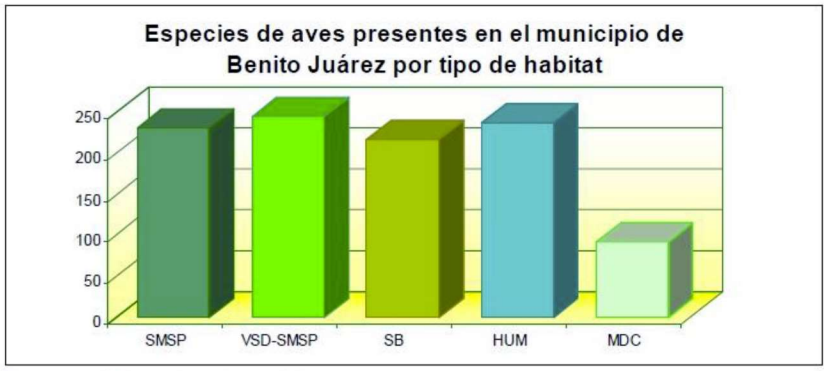


SMSP	Selva Mediana Subperennifolia
VSD-SMSP	Vegetación secundaria derivada de selva mediana subperennifolia
SB	Selva Baja Subcaducifolia
HUM	Humedales (manglares, sabana, tular, etc.)
MDC	Matorral y dunas costeras

Figura 3.15. Gráfica de especies de reptiles en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat.

Aves

La situación geográfica del Municipio, así como la diversidad de ecosistemas terrestres y acuáticos presentes son factores que permiten el sostenimiento de una gran diversidad de especies de aves. Para la NOM-059-SEMARNAT-2010.

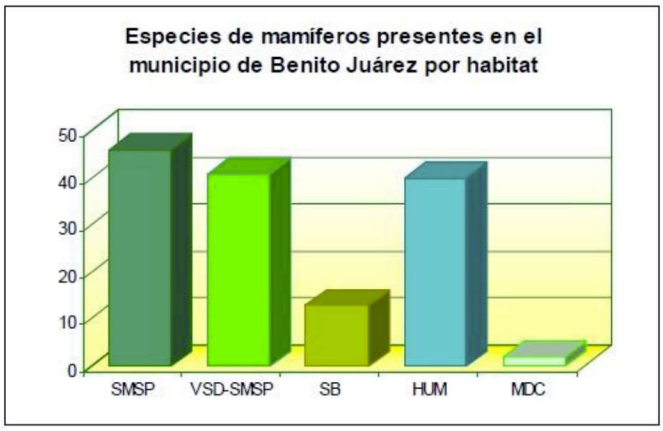


SMSP	Selva mediana subperennifolia
VSD-SMSP	Vegetación secundaria derivada de selva mediana subperennifolia
SB	Selva baja subcaducifolia
HUM	Humedales
MDC	Matorral y dunas costeras

Figura 3.16. Gráfica de especies de aves presentes en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat.

Mamíferos

En el estado de Quintana Roo habitan 114 especies de mamíferos terrestres, distribuidas en todo el territorio estatal. La relación de la biodiversidad de este grupo con referencia en el hábitat indica una relación compleja con la diversidad del recurso alimentario, tanto de la vegetación como de la fauna misma, por lo que las comunidades arbóreas de ambientes terrestres poseen mayor riqueza de especies.



SMSP	Selva Mediana Subperennifolia
VSD-SMSP	Vegetación secundaria derivada de selva mediana subperennifolia
SB	Selva Baja Subcaducifolia
HUM	Humedales (manglares, sabana, tular, etc.)
MDC	Matorral y dunas costeras

Figura 3.17. Gráfica de especies de Mamíferos en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat.

El municipio de Solidaridad específicamente, tiene un sin número de hábitats diferentes para los diversos grupos faunísticos que se han registrado en la península, sin embargo, las actividades humanas pueden afectar directa o indirectamente la distribución y abundancia de estos grupos. De acuerdo a estudios de recopilación en campo y revisiones de literatura, el POEL de Solidaridad 2009 determinó un total de 434 especies en su área de aplicación, las cuales se distribuyen en 40 especies de peces, 17 anfibios, 72 reptiles, 266 aves y 39 mamíferos.

III.1.3 Planos de la región

Se aprecia el trazo del gasoducto con su ramal principal con tuberías de Acero al Carbón en varias dimensiones, y los ramales secundarios en PEAD de varias dimensiones, en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad, Quintana Roo.

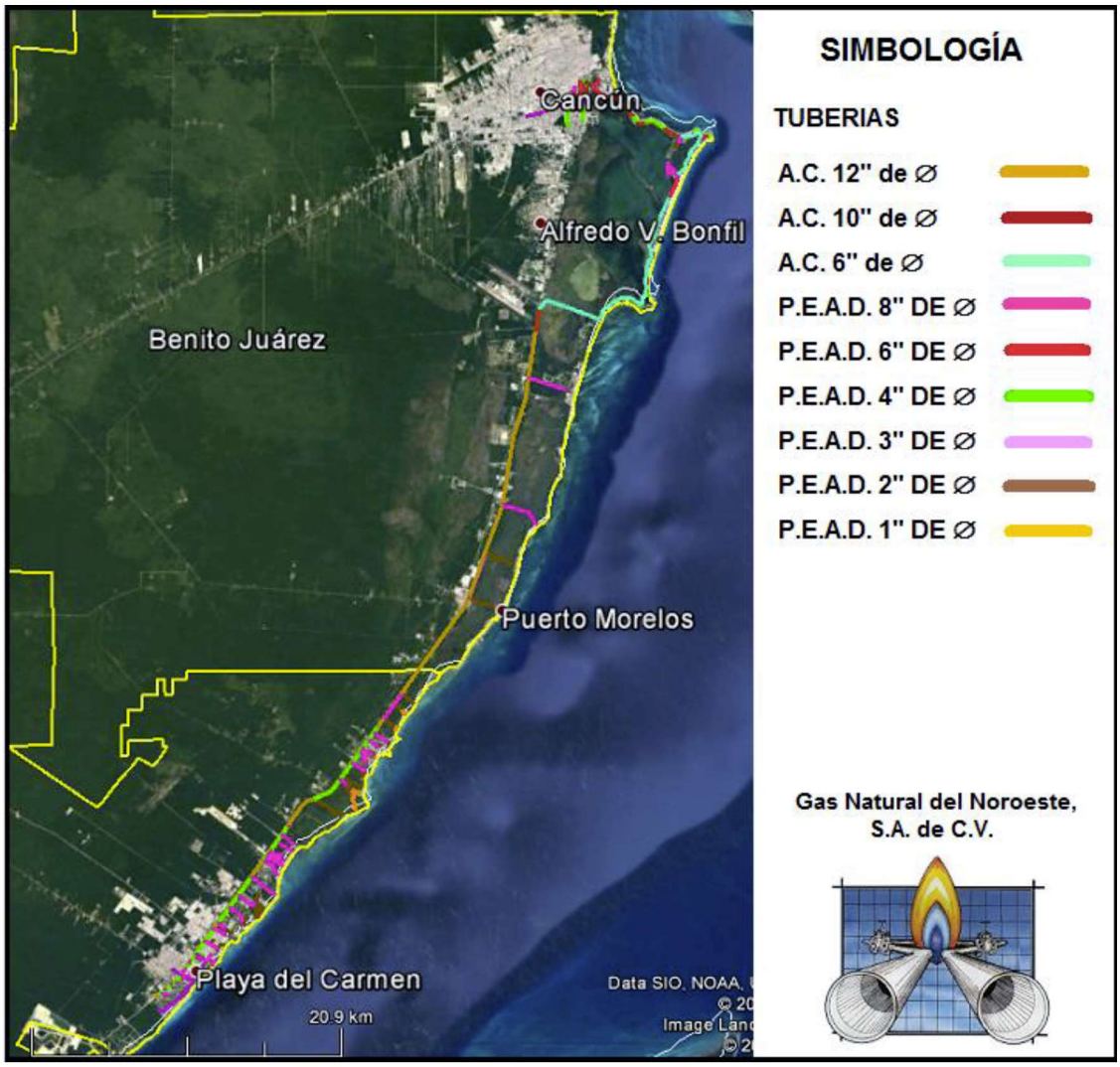


Figura 3.18. Trayecto del gasoducto desde la zona hotelera de Cancún, hasta Playa del Carmen, Quintana Roo.

III.1.2 Zonas susceptibles

Los sitios o áreas que conforman la trayectoria del ducto se encuentran en zonas susceptibles a:

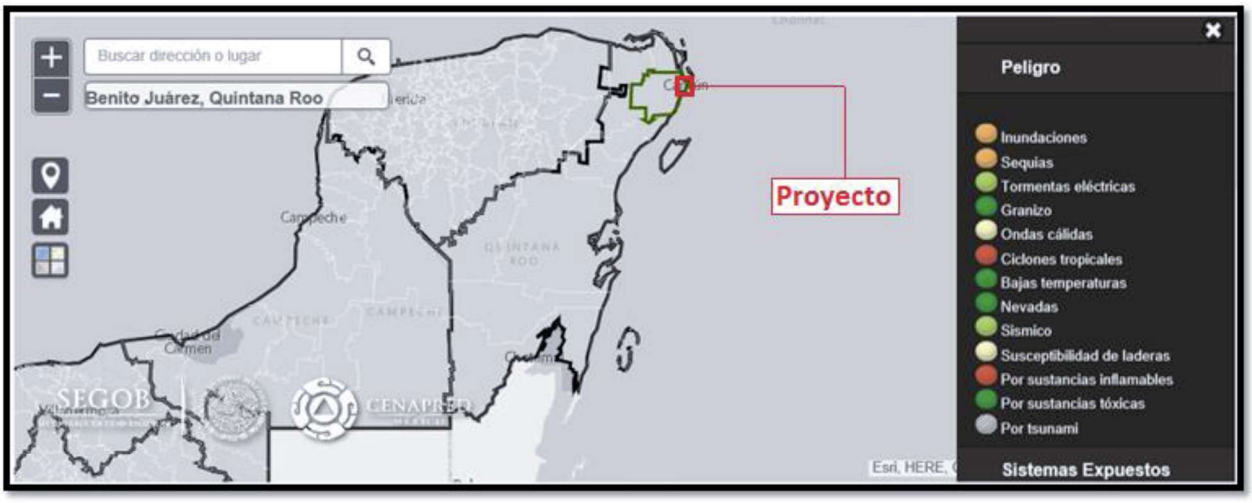


Figura 3.19. Indicadores de Peligro, Exposición y Vulnerabilidad en el municipio Benito Juárez, Q. Roo.

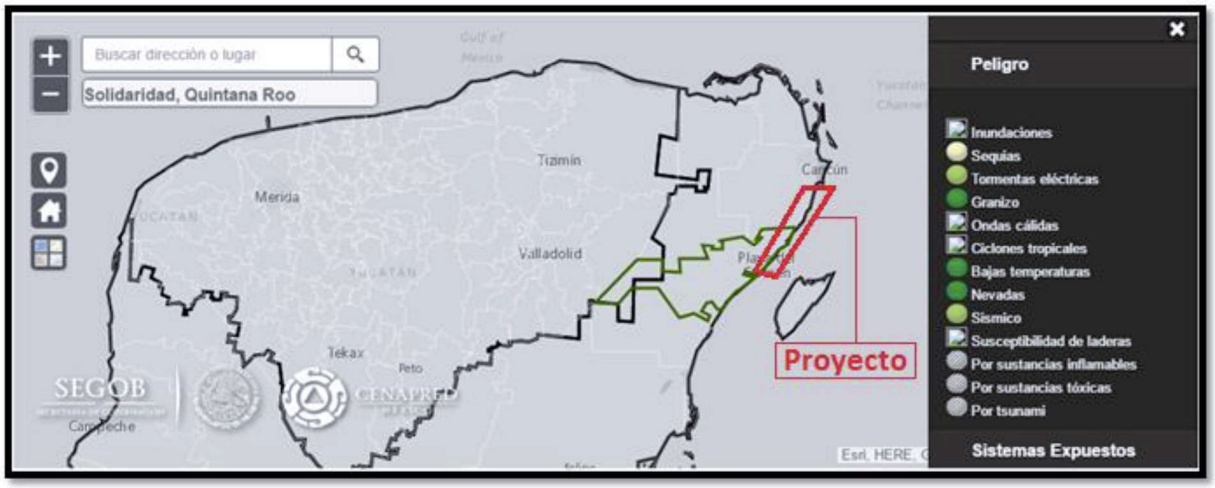


Figura 3.20. Indicadores de Peligro, Exposición y Vulnerabilidad en el municipio Solidaridad, Q. Roo.

Tabla 3.10. Fenómenos que se pueden presentar con mayor probabilidad en la zona del proyecto.

FENÓMENOS	SÍ	NO
Terremotos o Sismicidad		X
Actividad volcánica		X
Corrimientos de tierra		X
Derrumbamientos o hundimientos	X	
Efectos meteorológicos adversos (Inversión térmica, niebla, etc.).		X
Pérdida de suelo, debido a la erosión de suelo	X	
Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión.		X
Riesgos radiológicos		X
Huracanes	X	

(X) Terremotos (sismicidad)

La actividad volcánica se manifiesta durante casi todo el Terciario, formando extensos y gruesos derrames atestiguados por numerosos conos cineríticos, mesetas de flujos piroclásticos y derrames de basalto. Algunas de estas estructuras han sido modificadas por vulcanismo explosivo (CRM, 1992).

La mayor parte de los sismos de grandes magnitudes (mayores de 7, por ejemplo) y que son los que ocasionan grandes perjuicios para el hombre, tienen epicentros en la costa del pacífico, a lo largo de Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero y Oaxaca. Sin embargo, también han ocurrido grandes sismos en el centro y sur de Veracruz y Puebla, partes norte y centro de Oaxaca, Chiapas, Estado de México y la península de Baja California, especialmente en la zona fronteriza con los Estados Unidos. En la ciudad capital, a esos elementos se suman las características del subsuelo y la gran densidad poblacional, originando una situación de riesgo sísmico.

Como pueden apreciarse en la siguiente figura, los municipios de Benito Juárez y Solidaridad, Quintana Roo se encuentran ubicados en la zona sísmica A. La zonas asísmicas se sitúan en la parte Norte y Noreste de México, en casi toda la península de Baja California y en la península de Yucatán.

La Zona A se caracteriza por tener una sismicidad baja o nula. En esta zona no se han registrado sismos de magnitud considerable en los últimos 80 años, ni se esperan aceleraciones del suelo mayores al 10% de la aceleración de la gravedad.

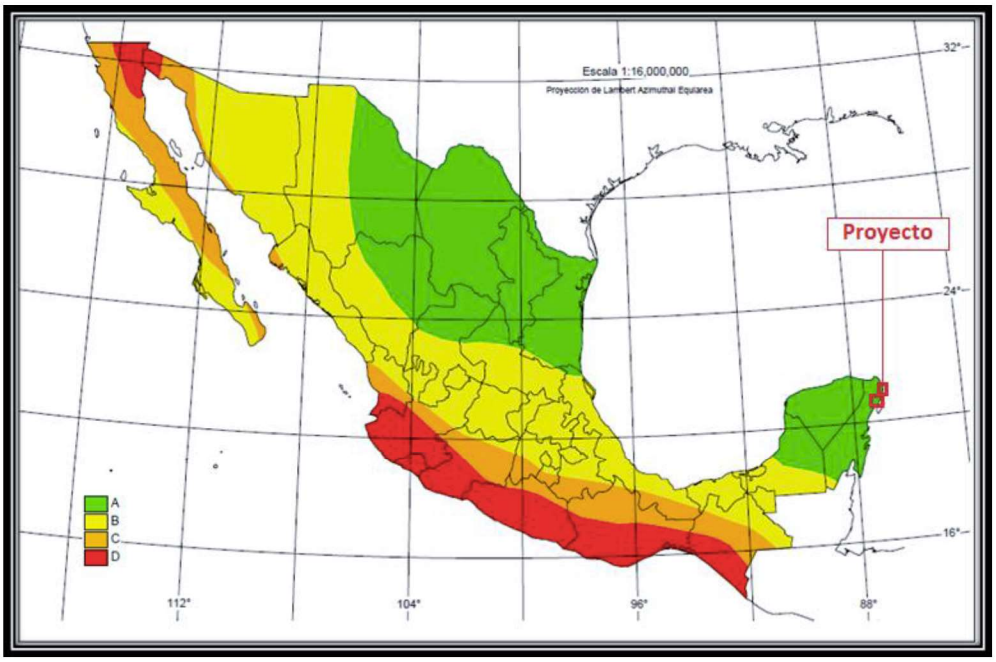


Figura 3.21. Ubicación del proyecto dentro de la regionalización sísmica de la República Mexicana, CENAPRED.

Fuente: Sistema Nacional de protección Civil.

Presencia de Fallas y Fracturamientos.

De acuerdo a los datos del INEGI y como se aprecia en las siguientes figuras, dentro de la zona del proyecto no se localizan fallas geológicas de ninguna índole, por lo que la integridad física del gasoducto no se verá afectada por el movimiento telúrico de placas tectónicas; aunado a lo anterior, de acuerdo a los datos consultados en el Servicio Sismológico Nacional (SSN) de la UNAM, no se cuenta con registros de sismos que se hayan presentado en el área de influencia del proyecto.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI)

Servicio Sismológico Nacional (SSN)

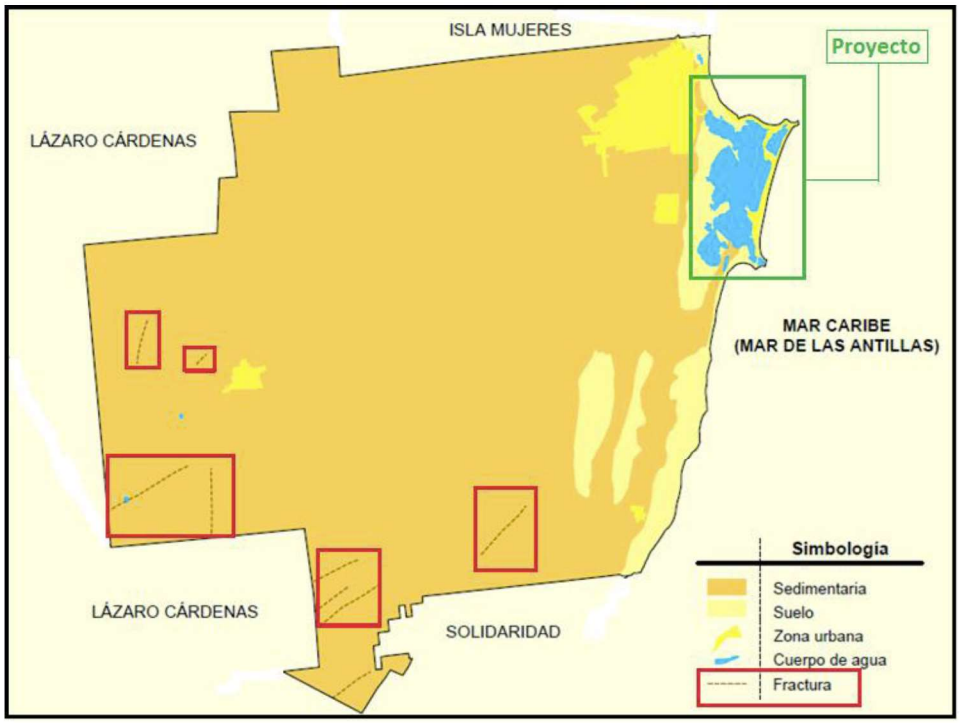


Figura 3.22. Fallas y fracturas en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto.

Fuente: Prontuario de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos. Municipio de Benito Juárez. Año 2009.

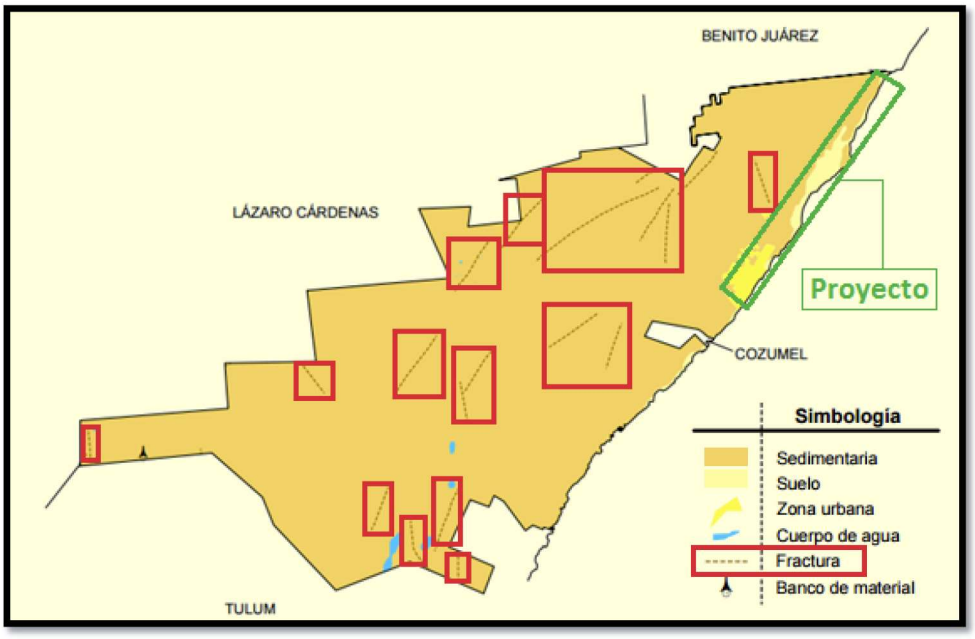


Figura 3.23. Fallas y fracturas en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto.

Fuente: Prontuario de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos. Municipio de Solidaridad. Año 2009.

(X) Corrimientos de tierra

En el área por la que pasa el trazo del gasoducto, no existen reportes de daños por "corrimientos de tierra" puesto que se trata de zona urbana y suburbana, por lo que no se presenta este tipo de riesgo.

(**X**) Presencia de Karst

Karst es un tipo de relieve resultado de procesos naturales causados por la disolución química y la erosión del agua en las rocas calizas, dolomitas, yeso, halita, mármoles y otras rocas solubles. Es un paisaje que se caracteriza por una morfología específica como pueden ser las dolinas, *karren*, cuevas, simas, cañones y con patrones hidrológicos muy particulares donde el agua corre sobre todo de manera subterránea.

Se identificaron las depresiones kársticas, cuerpos de agua y zonas sujetas a inundación. Las depresiones kársticas (dolinas, uvalas y poljes) fueron clasificadas usando los siguientes criterios: aquellas con área superior a 1 km^2 fueron clasificadas como **poljes**; las que presentaron menor área fueron clasificadas por su forma utilizando el índice de compacidad: aquellas con valores entre 1.0 y 1.04 fueron clasificadas como **dolinas** y aquellas cuyos valores fueron mayores o iguales a 1.3 se clasificaron como **uvalas**.

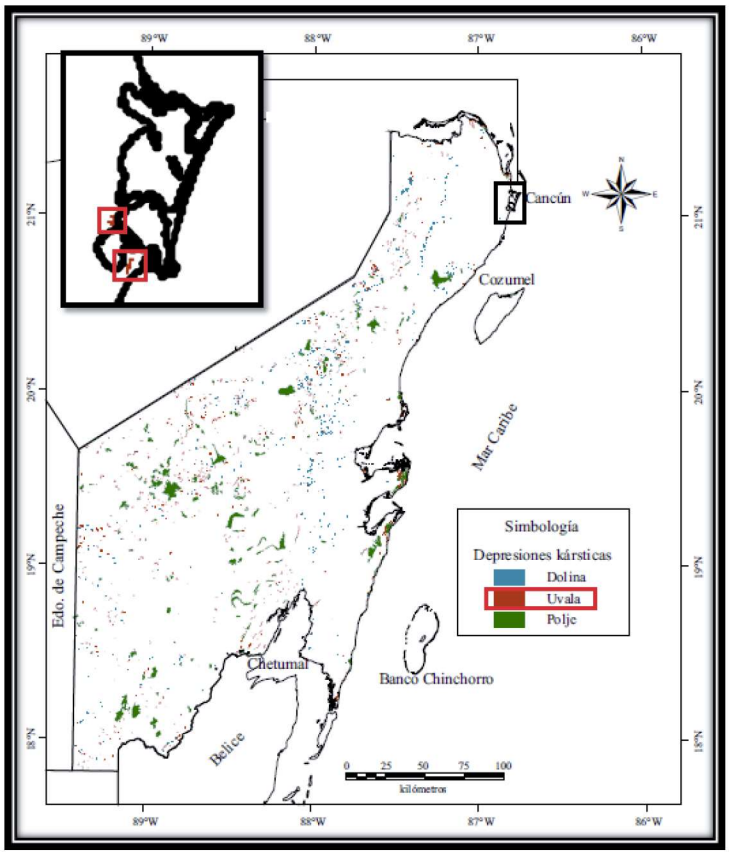


Figura 3.24. Presencia de Karst en el estado de Quintana Roo.

Como se aprecia en la imagen, la zona del proyecto no incide en ningún tipo de Depresión Karstica (DK), ya que no se ubican sobre el trazo del gasoducto, sin embargo dos del tipo “Uvala”, se encuentran a corta distancia sin verse afectados por el proyecto.

(**X**) Inundaciones (historial de 10 años)

Cuando el agua cubre una zona del terreno durante un cierto tiempo se forma una inundación. Cuanto más tiempo permanece el agua y más grande es el espesor del volumen de agua, causa mayores daños. Las inundaciones pueden ocurrir por lluvias en la región, por desbordamiento de ríos, ascenso del nivel medio del mar, por la rotura de bordos, diques y presas, o bien, por las descargas de agua de los embalses. Las inundaciones dañan a las propiedades, provocan la muerte de personas, causan la erosión del suelo y depósito de sedimentos. También afectan a los cultivos y a la fauna. Como suele presentarse en extensas zonas de terreno, son uno de los fenómenos naturales que provoca mayores pérdidas de vidas humanas y económicas. Las inundaciones ocurren cuando el suelo y la vegetación no pueden absorber toda el agua que llega al lugar y escurre sobre el terreno muy lentamente; casi siempre tiene una capa de más de 25 cm de espesor, pero algunas veces alcanzan varios metros.

Entre los factores importantes que condicionan a las inundaciones están la distribución espacial de la lluvia, la topografía, las características físicas de los arroyos y ríos, las formas y longitudes de los cauces, el tipo de suelo, la pendiente del terreno, la cobertura vegetal, el uso del suelo, ubicación de presas y las elevaciones de los bordos de los ríos.

Debido a su ubicación geográfica en México, una de las causas de las lluvias intensas que generan inundaciones son los ciclones. En la siguiente se muestra la ubicación de las principales ciudades donde ocurren inundaciones.

De acuerdo con el PEACC, las zonas más susceptibles de sufrir inundaciones severas se encuentran situadas hacia la zona centro y suroeste del estado, donde la combinación de las formaciones kársticas y los procesos geomorfológicos consecuencia de la estructura tectónica subyacente generan un relieve más irregular. Las zonas costeras en la región del norte y noreste son zonas que se encuentran en mejores condiciones para afrontar los fenómenos de inundaciones, particularmente aquellos derivados exclusivamente de las precipitaciones anuales en la región ya que la pendiente del terreno y la cercanía con el mar hacen de estas zonas espacios con rápido drenaje, de modo que las inundaciones que se llegan a presentar son de corta duración y raramente generan avenidas de consideración. La zona con mayores riesgos en este sentido es la parte sur del estado, particularmente la porción occidental del municipio de Othón P. Blanco, en la cual confluyen todos los elementos que anteriormente citamos como condiciones necesarias para que se presentaran inundaciones.

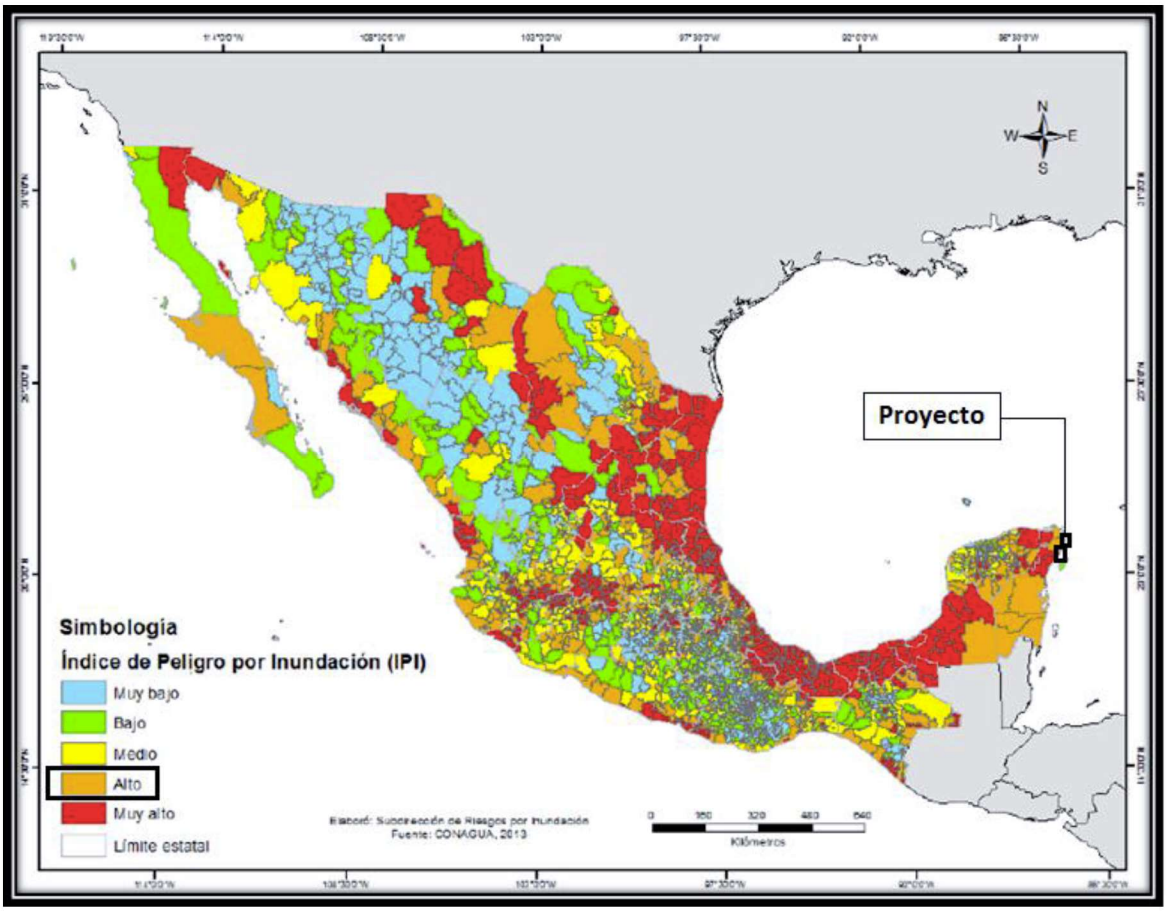


Figura 3.25. Ciudades con mayor riesgo de inundaciones en México.

Fuente: CENAPRED. Diagnóstico de peligros e Identificación de riesgo de Desastres en México. Versión Electrónica, 2014.

Como se aprecia en la imagen anterior, los municipios de Benito Juárez y Solidaridad, particularmente el área del proyecto, se encuentran ubicados en una zona susceptible a inundación, con categoría de alto riesgo.

Tabla 3.11. Daños por inundaciones en Cancún, Quintana Roo.

Lugar	Evento y causa	Daños	Magnitud
Cancún	Vientos y precipitaciones por el huracán Gilbert.	Caída de naves industriales, anuncios publicitarios, Muros de mampostería, arrastre de embarcaciones pesqueras, Suspensión de suministro eléctrico, Telefónico Socavación del material de cimentación en edificios.	Se registraron olas de 5 metros de alto.

Fuente: CENAPRED. Diagnóstico de peligros e Identificación de riesgo de Desastres en México. Versión Electrónica, 2014.

(**X**) Pérdidas de suelo debido a la erosión

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales a través del Inventario Nacional de Suelos, realizó la actualización de la evaluación de la degradación del suelo, causada por el hombre a nivel nacional. Dentro de los principales resultados muestran un 45 % del territorio en proceso de degradación (89 millones de hectáreas), entre los que se muestran los procesos de degradación química en 18% (36 millones de hectáreas), erosión hídrica en 12% (24 millones de hectáreas), la erosión eólica en 9% (18 millones de hectáreas) y la degradación física en 6% (12 millones de hectáreas).

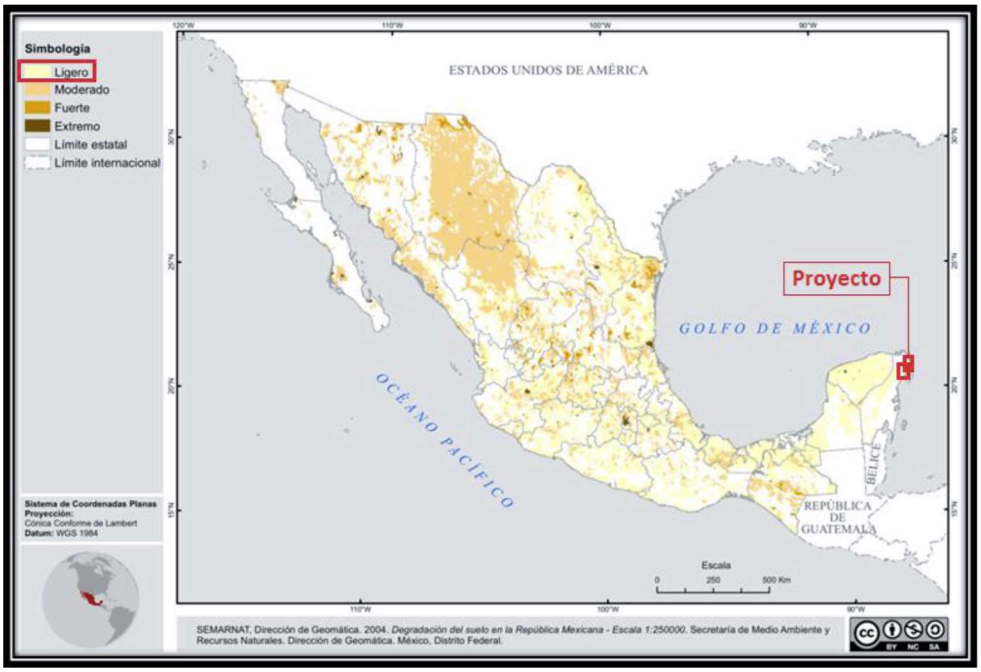


Figura 3.26. Degradación del suelo en la República Mexicana.

Fuente: Autor: SEMARNAT, Dirección de Geomántica, (2004). 'Degradación del suelo en la República Mexicana - Escala 1:250 000.', escala: 1:250000. México, Distrito Federal. **Fecha de publicación:** 12-01-2012 **Nombre del producto:** Degradación del suelo en la República Mexicana - Escala 1:250 000. **Formato de representación geográfica:** Shapefile. Formato vectorial compuesto por 4 archivos (shp, shx, dbf, prj) **Información complementaria:** Escala: 1:250000.

Municipios Benito Juárez y Solidaridad, Quintana Roo.

La erosión inducida se relaciona con las malas prácticas de manejo de los suelos, una de las principales causas de la pérdida de suelo en los ecosistemas tropicales en general y en los de este municipio en particular, se debe a la eliminación de la cobertura vegetal. Por lo general, la exposición prolongada de los terrenos desmontados, facilitan el arrastre de las partículas del suelo hacia las partes más bajas. Por la predominancia de terrenos planos y permeables en la porción continental del municipio, es más probable la erosión hídrica vertical de los suelos que permanecen sin cubierta vegetal.

En la franja litoral, la erosión eólica superficial es más frecuente y se relaciona directamente con la intensidad del viento y el tamaño de las partículas del suelo arenoso. La formación de las dunas o montículos de arena es ocasionada por la acumulación de materiales acarreados por el viento que al perder velocidad, son depositados en grandes cantidades.

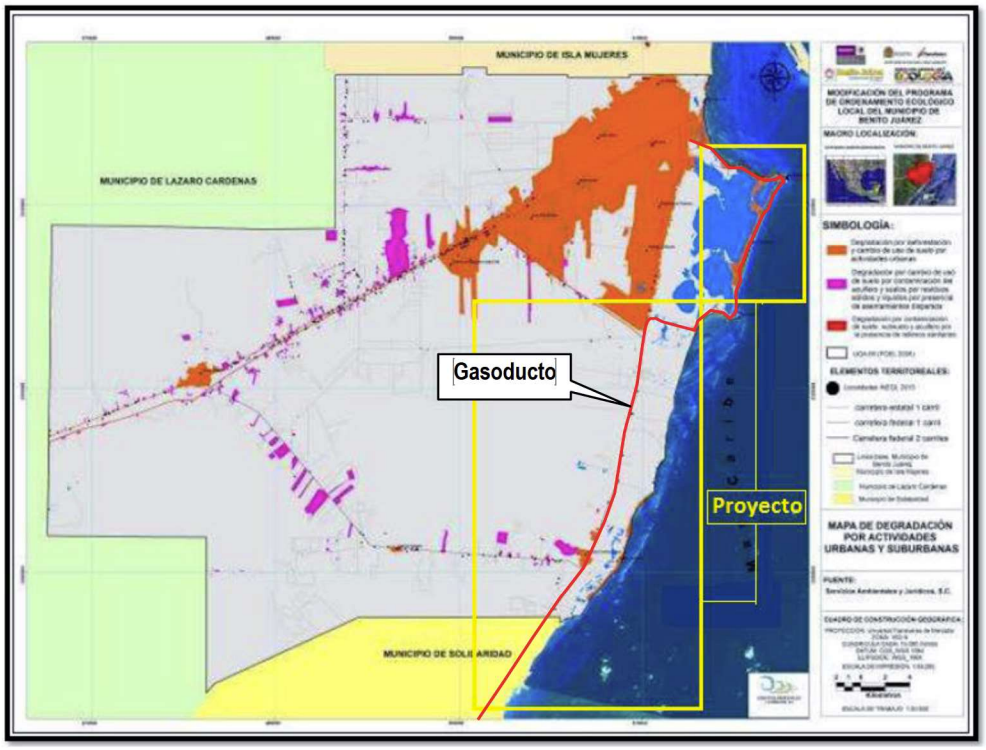


Figura 3.27. Mapa con áreas degradadas (erosión, deforestación, cambio de uso de suelo, contaminación de acuíferos y suelo por residuos sólidos y líquidos), por el crecimiento de la mancha urbana, asentamientos humanos (suburbanos) y rellenos sanitarios.

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

(X) Riesgos radiológicos y eléctricos

En la zona del proyecto no se identificó ningún riesgo de tipo radiológico. Por tratarse de zona urbana, la generación y distribución de energía eléctrica es un beneficio que para ser aceptable, no debe implicar riesgos que excedan los normalmente admitidos en la vida diaria en relación con actividades o situaciones humanas. Por otro lado, la radiación solar por exposición en la zona del proyecto se estima en 7.52 horas por día, teniéndose en promedio para la temporada de estiaje 7.34 horas y para la época de lluvias 7.42 horas.

(X) Huracanes

Fenómenos Climatológicos.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 10 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, a continuación se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del 2000 al 2011.

Las depresiones tropicales y ciclones se manifiestan durante los meses de junio a octubre, ya que la península se halla cerca de cuatro regiones de huracanes: el Golfo de Tehuantepec, la Sonda de Campeche, el Caribe Oriental y la región Atlántica; en las dos últimas se originan los que más afectan a la entidad, con vientos de entre 150 y 300 km/h. Quintana Roo ocupa el tercer lugar en incidencia de huracanes, después de Baja California Sur y Sinaloa; en la Península de Yucatán, es el estado donde impactan con mayor fuerza y poder destructivo, esto se muestra en la siguiente figura.

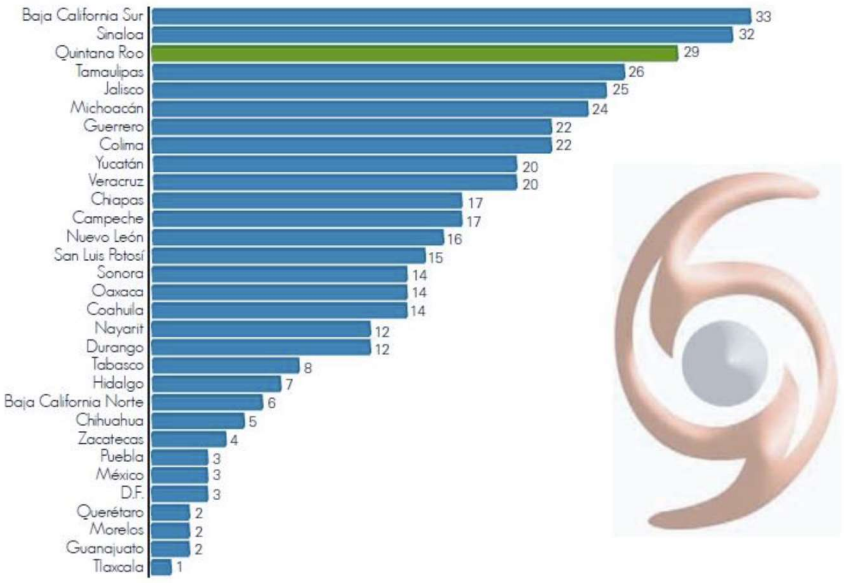


Figura 3.28. Gráfica de Incidencia de ciclones tropicales por estado (1970-2006).

Fuente: Pozo, Carmen, Natalia Armijo Canto et al. Riqueza biológica de Quintara Roo. Un análisis para su conservación. Conabio, 2011.

Banichevich y Lizano (1998), al estudiar la relación entre los huracanes y el fenómeno El Niño / La Niña, encontraron que durante los años en que se presenta El Niño se ha observado una reducción en el número y fuerza de los ciclones originados en el Caribe, y cuando se manifiesta La Niña hay mayor actividad ciclónica.

a) Canícula.

La canícula es un periodo en el cual la temperatura en la región crece hasta sus máximos niveles en verano (cercana a los 40° C). Comienza el 21 de junio y termina a finales de agosto, las más altas temperaturas se registran a mitad de este periodo, aproximadamente en el mes de julio; es

un periodo relativamente seco en el que el número de días lluviosos disminuye. Este fenómeno se manifiesta en pequeñas áreas ubicadas al suroeste de la laguna de Chichankanab, en las cercanías de la margen del Río Hondo y en la península de Xcalak.

Figura 3.29. Fenómenos metereológicos que se presentan en Quintana Roo.

b) Huracanes

Los ciclones se denominan huracanes cuando sus vientos máximos sostenidos son mayores a 118 km/h, y se clasifican mediante la escala Saffir-Simpson, que los designa en orden creciente de H1 a H5. En el periodo 1970-2014, la vertiente del Pacífico presentó la mayor cantidad de huracanes, en tanto que los de mayor intensidad se dieron en la vertiente del Atlántico.

Los huracanes salen por las costas yucatecas y campechanas, a su paso aumenta el caudal de las rías yucatecas o se crean nuevos bancos arenosos. Según datos de la Comisión Nacional del Agua (Conagua), 30 ciclones tropicales afectaron al estado entre 1970 y 2007. Los huracanes de mayor magnitud fueron Janet (1955), Hallie (1966), Dorothy (1970), Carmen (1974), Eloise (1975), Gilberto (1988), el Wilma en 2005 y Dean en 2007, reportaron los daños materiales más cuantiosos de los que se tenga memoria. Otro factor que influye la actividad ciclónica es la variabilidad inducida por El Niño en la temperatura (temperaturas oceánicas calientes) y su contraparte La Niña (temperaturas oceánicas frías).

La presencia de fuertes vientos, mareas de tormenta y lluvia ciclónica pueden ocasionar afectaciones a la población cuando la trayectoria de los huracanes los hacen entrar a tierra. Se muestran los datos de los huracanes que impactaron en México en el periodo 1970-2014. Solamente los huracanes H3 a H5 tienen etiquetas en ese periodo.

Tabla 3.12. Huracanes intensos (H3 – H5) que han impactado en México en el periodo 1970-2014.

Año	Nombre	Lugar	Vientos máximos	Categoría	Costa
1970	Ella	Q. Roo	55 (195)	DT (H3)	Atlántico
1974	Carmen	Q. Roo	222	H4	Atlántico
1988	Gilbert	Q. Roo	287	HS (H4)	Atlántico
2005	Emily	Q. Roo	215	H4 (H3)	Atlántico
2005	Wilma	Q. Roo	230	H4	Atlántico

Año	Nombre	Lugar	Vientos máximos	Categoría	Costa
2007	Dean	Q. Roo	260	HS (H2)	Atlántico
2010	Karl	Q. Roo	100	TT (H3)	Atlántico
2011	Rina	Q. Roo		TT	Atlántico

Fuente: CONAGUA / SEMARNAT. Atlas del Agua en México 2015.

NOTA:

DT =Depresión tropical (Ciclón tropical en el que el viento medio máximo en superficie es de 62 Km/h o inferior).

TT = Tormenta tropical (Ciclón tropical bien organizado de núcleo caliente en el que el viento medio máximo en superficie oscila entre 62 Km/h y 118 Km/, inclusive).

H = Huracán (ciclón tropical de núcleo caliente en el que el viento medio máximo en superficie es de 118 Km/h o superior). El número corresponde a la Escala de Saffir- Sipmson.

Categoría 1	Velocidad del viento	33–42 m/s	119–153 km/h	64–82 kt	74–95 mi/h
	Marea	1.2–1.5 m		4–5 ft	
	Presión central	980 Pa		28.94 pulg Hg	
	Nivel de daños	Sin daños en las estructuras de los edificios. Daños básicamente en casas flotantes no amarradas, arbustos y árboles. Inundaciones en zonas costeras y daños de poco alcance en puertos.			
	Ejemplos	Huracán Agnes – Huracán Danny– Huracán Vince - Huracán Isaac – Huracán Lorenzo			
Categoría 2	Velocidad del viento	43–49 m/s	154–177 km/h	83–95 kt	96–110 mph
	Marea	1.8–2,4 m		6–8 ft	
	Presión central	965–979 Pa		28.50–28.91 "Hg	
	Daños potenciales	Daños en tejados, puertas y ventanas. Importantes daños en la vegetación, casas móviles, etc. Inundaciones en puertos así como ruptura de pequeños amarres.			
	Ejemplos	Huracán Bonnie - Huracán Diana - Huracán Erin - Huracán Catarina - Huracán Irene			
Categoría 3	Velocidad del viento	50–58 m/s	178–209 km/h	96–113 kt	111–130 mph
	Marea	2.7–3,7 m		9–12 ft	
	Presión central	945–964 Pa		27.91–28.47 "Hg	
	Daños potenciales	Daños estructurales en edificios pequeños. Destrucción de casas móviles. Las inundaciones destruyen edificaciones pequeñas en zonas costeras y objetos a la deriva pueden causar daños en edificios mayores. Posibilidad de inundaciones tierra adentro.			
	Ejemplos	Huracán Alicia - Huracán Isidoro – Huracán Jeanne – Huracán Alex - Huracán Sandy			
Categoría 4	Velocidad del viento	59–69 m/s	210–249 km/h	114–135 kt	131–155 mph
	Marea	4.0–5,5 m		13–18 ft	
	Presión central	920–944 Pa		27.17–27.88 "Hg	
	Daños potenciales	Daños generalizados en estructuras protectoras, desplome de tejados en edificios pequeños. Alta erosión de bancales y playas. Inundaciones en terrenos interiores.			
	Ejemplos	Huracán Dennis - Huracán Frances - Huracán Paulina			
Categoría 5	Velocidad del viento	≥70 m/s	≥250 km/h	≥136 kt	≥156 mph
	Marea	≥5,5 m		≥19 ft	
	Presión central	<920 Pa		<27.17 "Hg	
	Daños potenciales	Destrucción de tejados completa en algunos edificios. Las inundaciones pueden llegar a las plantas bajas de los edificios cercanos a la costa. Puede ser requerida la evacuación masiva de áreas residenciales.			
	Ejemplos	Huracán Gilberto – Huracán Andrew - Huracán Isabel – Huracán Katrina - Huracán Mitch – Huracán Wilma - Huracán Allen			

Figura 3.30. Intensidad de huracanes por categoría.

A continuación, se muestran las áreas más susceptibles a la presencia de huracanes dentro del país y en donde se han originado éstos fenómenos en los últimos años:

El Caribe es el lugar de origen de algunos huracanes del hemisferio occidental. La temporada de huracanes del Caribe se presenta entre los meses de junio a diciembre, y con mayor fuerza entre agosto y septiembre. En promedio anualmente se producen cerca de 9 tormentas tropicales y 5 alcanzan la intensidad de huracán. Las corrientes de aire que se desarrollan en la costa oeste de África hacen su recorrido a través del Océano Atlántico, algunas de estas se convierten en tormentas tropicales e incluso pueden convertirse en huracanes del Atlántico, especialmente en áreas de baja presión del Caribe oriental.

Dentro de los records históricos de los huracanes más devastadores se registran: el huracán Gilberto el cual golpeo la península de Yucatán el 14 de septiembre de 1988, provocando gran

devastación, el huracán Mitch que se originó en el Caribe colombiano y recorrió Centroamérica hasta la península de Yucatán y La Florida entre el 22 de octubre y el 5 de noviembre de 1998, y el huracán Wilma el cual golpeo directamente la Costa de Quintana Roo durante más de 60 horas a partir del 21 de octubre de 2005, ocasionando impactos en infraestructura y los ecosistemas de 11 áreas naturales protegidas, incluyendo afectaciones forestales, erosión de la duna costera y daños directos a los arrecifes coralinos; y está catalogado como el más poderoso del que se tiene registro con categoría 4 en la escala de Zafir-Simpson, con vientos de 220 Km/h y con desplazamiento menor a los 6 Km/h Los huracanes son un problema anual en el Caribe debido a su naturaleza destructiva.

Tabla 3.13. Principales huracanes que han impactado la región en la que se ubica el proyecto.

AÑO	ORIGEN	NOMBRE	CATEGORIA	LUGAR DE ENTRADA
2007	Atlántico	Dean	Huracán 5	Mahahual
2005	Mar Caribe	Wilma	Huracán 5	Cozumel
2005	Mar Caribe	Stan	Tormenta Tropical	Bahía de la Ascensión
2005	Atlántico	Emily	Huracán 3	Xpu-Ha
2002	Atlántico	Isidore	Huracán 3	Dzilam de Bravo, Yuc.
2001	Atlántico	Chantal	Huracán 5	Chetumal
2000	Atlántico	Gordon	Depresión Tropical	Tulum
2000	Atlántico	Keith	Huracán 1	Quintana Roo
1999	Atlántico	Katrina	Depresión Tropical	45 Km NNW Chetumal
1998	Atlántico	Mitch	Tormenta Tropical	Campeche, Camp.
1996	Atlántico	Dolly	Huracán 1	Felipe Carrillo Puerto
1995	Atlántico	Opal	Depresión Tropical	Bahía del Espirito Santo
1995	Atlántico	Roxanne	Huracán 3	Tulum
1990	Atlántico	Diana	Huracán 1	Chetumal
1998	Atlántico	Gilbert	Huracán 5	Puerto Morelos
1998	Atlántico	Keith	Depresión Tropical	Cancún

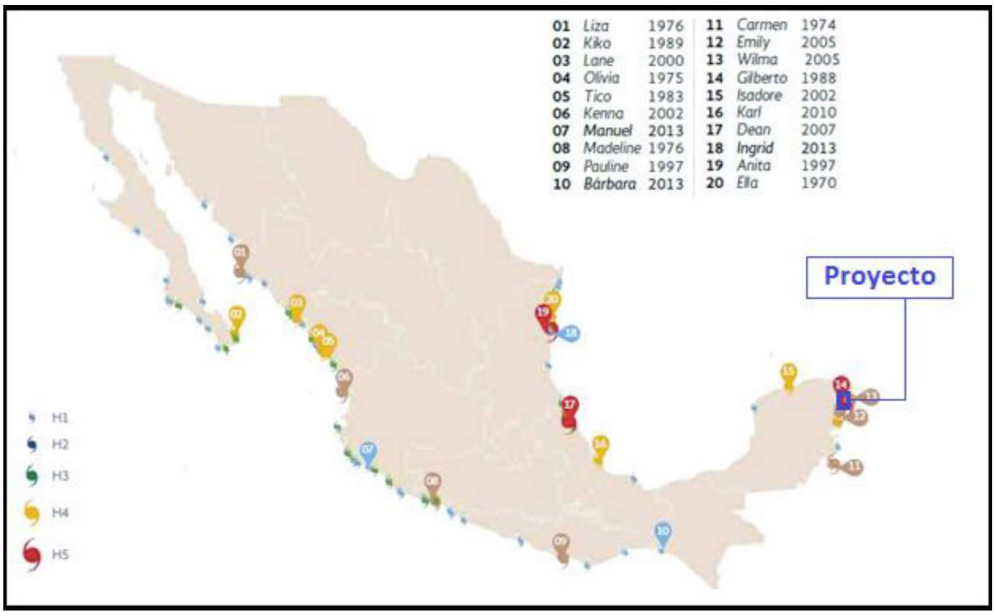


Figura 3.31. Huracanes ocurridos en el periodo 1970 – 2013.

Fuente: SEMARTANT / CONAGUA. Estadísticas del Agua en México. Edición 2014.

C) Ciclones

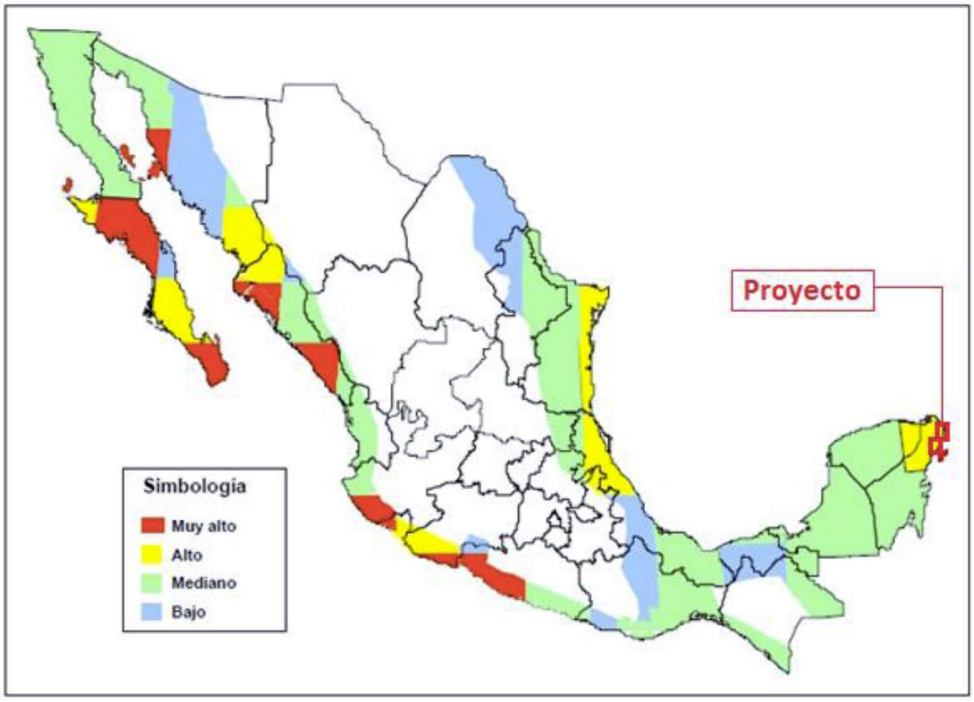


Figura 3.32. Mapa de peligros por incidencia de ciclones.

Fuente: CENAPRED. Diagnóstico de peligros e Identificación de riesgo de Desastres en México. Versión Electrónica, 2014.

En la figura anterior, se pueden observar las zonas con mayor probabilidad a sufrir ciclones. La zona de influencia del proyecto se ubica en una región con probabilidad alta de sufrir este tipo de alteraciones climatológicas.

Los principales efectos de los ciclones son:

* Viento

* Precipitación

* Marea de tormenta

* Oleaje.

III.2. Características climáticas entorno a la instalación

Municipio de Benito Juárez

Los climas predominantes en el municipio de Benito Juárez son Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (61,35%) y Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (38,65%), con una precipitación anual que va desde los 0 a 1 300 mm y un rango de temperaturas que varía de 24 °C a 28°C.

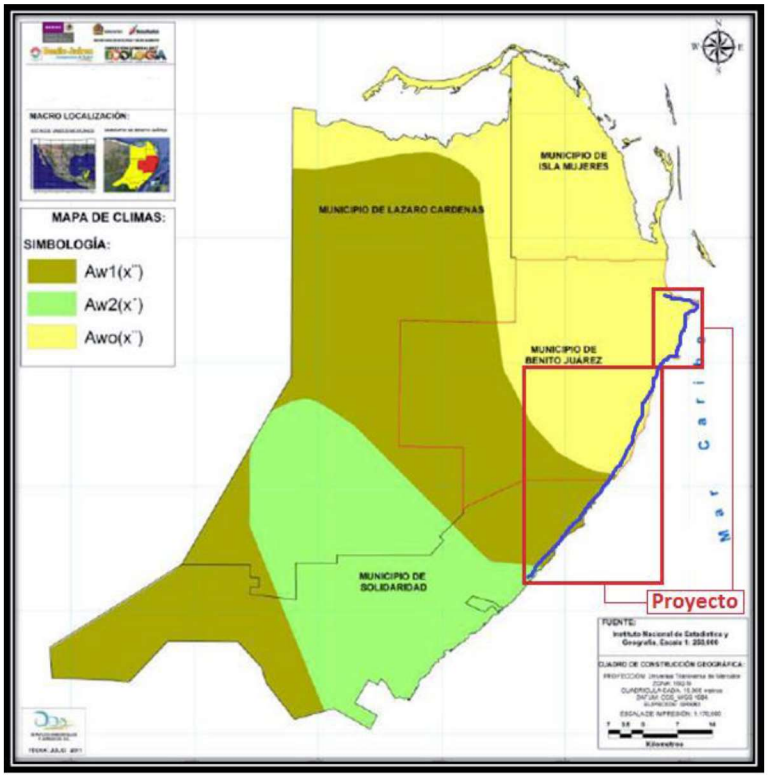


Figura 3.33. Climas en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo y en el área del proyecto.

Como se aprecia en la figura anterior, el tipo de clima predominante en el área del proyecto es el Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad.

De acuerdo con la clasificación de Köppen, modificada por García (1983), el sistema ambiental se ubica en el subtipo climático cálido subhúmedo Aw0 (x'), el cual se distingue por los siguientes parámetros.

De acuerdo con los registros de la estación meteorológica de Cancún a cargo de la Comisión Nacional del Agua, la temperatura promedio anual durante el periodo 1981 – 2010 es de 27.3°C, siendo agosto el mes más caluroso con una temperatura promedio de 29.7°C, con una máxima de 34.8°C. Asimismo, enero es el mes más frío con una temperatura promedio anual de 24.1°C y mínima de 19.9°C.

Por otra parte, según la carta de precipitación media anual del INEGI, el sistema ambiental se ubica en una zona que presenta un rango de precipitación que va desde los 1000 a los 1100 mm anuales; sin embargo, con base en los registros mensuales y anuales promedio obtenidos de la estación meteorológica de Cancún, se tiene que los meses de menor precipitación media anual rondan alrededor de los 40 mm; la precipitación media anual es de 1,100 mm y el período de secas se presenta de febrero a abril. La precipitación se puede incrementar por tormentas tropicales, nortes o huracanes. Los meses con mayor precipitación pluvial son junio, septiembre y octubre.

Nota: En la información vertida en este estudio, el municipio de Benito Juárez incluye los datos del nuevo municipio de Puerto Morelos, ya que, por su reciente creación, aún no existe testimonio de cifras específicas para éste de ciertos tópicos tratados.

Municipio Solidaridad

El clima del municipio es cálido subhúmedo con lluvias en el verano de mayor humedad La temperatura media anual es de 26° C. Los vientos predominantes son los del sureste. La precipitación pluvial anual oscila entre los 1,300 y los 1,500 milímetros con estación de lluvia de marzo a octubre. El clima se ve afectado por los ciclones, que aumentan la precipitación sobre todo en el verano.

El Municipio de Solidaridad, al igual que todo el Estado de Quintana Roo, tiene la influencia de las masas de aire marítimo tropical que son transportadas por los vientos alisios del Caribe y del Atlántico; para el área se cuenta sólo con los datos del período de 1998-1999. Dichos vientos tienen una dirección Este-Sureste (ESE), se presentan prácticamente todo el año con velocidades entre 3 n/s y 4 n/s. En invierno, particularmente en los meses de octubre y noviembre, los vientos disminuyen su velocidad y cambian de dirección debido a la influencia de las masas polares que descienden desde el Ártico.

III.3. Deterioro esperado en la flora y fauna por la realización de actividades de la instalación

Afectación a Vegetación terrestre

La actividad de preparación del área para el inicio de la construcción del gasoducto Cancún-Playa del Carmen, no implica hacer una actividad de desmonte en el área del proyecto, ya que se ubica sobre el derecho de vía de las vialidades principales a lo largo de la zona hotelera de Cancún, en el derecho de vía de la carretera Cancún-Tulum, y las vialidades de la zona urbana de la población de Playa del Carmen, por lo que la vegetación que pudiera ser removida, es de tipo maleza y pastos de rápida recuperación y ornamental que se puede conservar y recolocar, provocando mínimas alteraciones que serán revertidas al concluir la construcción del gasoducto.

La franja de afectación directa se determina mediante el ancho de la zanja por la longitud de la tubería que se va a alojar en ella.

Al realizar el trazo del gasoducto, reforzado por la visita y análisis de campo realizado en el mes de Febrero de 2017, se buscó ubicar el trazo del gasoducto donde se perturbara lo menos posible el medio natural, pasando preferentemente sobre suelo ya alterado por actividades antropogénicas, como el suelo de uso urbano y habitacional por el derecho de vía de vialidades existentes, con la menor o ninguna cobertura vegetal. Sin embargo, a los lados de este trayecto, se presenta **selva mediana perennifolia** y **manglar,** así como un poco de **humedales**, ninguno de los cuales será alterado debido a que como se mencionó anteriormente, la instalación del gasoducto se hará por el derecho de vía de las vialidades existentes.

Durante las etapas de operación y mantenimiento, este elemento no se verá afectado.

Durante la etapa de abandono del proyecto este factor no se verá afectado.

Afectación a Fauna

La fauna que puede verse afectada se compone principalmente de lagartijas y algunas iguanas que se asolean en los límites de la franja vegetal a los lados del trazo y algunas aves que sobrevuelan la zona, estas especies solamente se verán afectadas durante la etapa de construcción, ya que rehúyen al ruido y a la presencia humana.

Cabe señalar que no habrá mayores afectaciones a las ya existentes, como la modificación de algún patrón de desplazamiento de la fauna que coexiste en los alrededores, por causa de los trabajos con la zanjadora que formarían una barrera temporal, debido a que dicha barrera ya está presente por la vialidad existente, con lo que cualquier ejemplar faunístico, se mantiene alejado de la zona, en la vegetación que rodea la laguna Nichupté. Sin embargo, la barrera que se generará durante la etapa de construcción tendrá una duración no mayor a 48 hrs por lo que causará afectaciones de forma importante, por lo que **este impacto no será significativo ni permanente**. De todas maneras, la empresa deberá instruir a su personal mediante su residencia ambiental que, en caso de encontrar especímenes, los mismos deberán ser restituidos al área sin dañarlos.

Durante las etapas de operación y mantenimiento, este elemento no se verá afectado.

Durante la etapa de abandono del proyecto este factor no se verá afectado.

Afectación al Paisaje

El paisaje solo se verá afectado durante la etapa de construcción.

El paisaje en el área de influencia del proyecto sería modificado de manera poco significativa debido a la apertura de la zanja que se hará para el tendido de tubería en la zona por la que vaya a pasar el gasoducto. Posteriormente las demás fases de la construcción provocarían que la modificación del paisaje se mantenga solamente mientras se realiza el relleno de la trinchera, que como se ha descrito, es prácticamente de manera inmediata y posterior al tendido de la tubería para que la tierra extraída no pierda propiedades ni volumen por acción del viento.

La modificación del paisaje se circunscribe exclusivamente al área de afectación del proyecto, sin modificar elementos fuera de éste.

La modificación del paisaje será a la vista y percepción de residentes y ambulantes cercanos a las obras de construcción, solo durante las aproximadamente 48 hrs que transcurren entre la apertura, colocación de la tubería y relleno de la zanja por cada tramo de entre 250 – 500 m, según el programa de construcción, siendo esta una afectación de carácter temporal.

Durante las etapas de operación y mantenimiento, este elemento no se verá afectado.

Durante la etapa de abandono del proyecto, este factor no se verá afectado.

IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO LOCAL

IV.1. Plan Municipal de Desarrollo de Benito Juárez

PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO BENITO JUÁREZ VISIÓN 2020.

Este plan tiene como objetivo, además de dar cumplimiento a lo dispuesto por los ordenamientos legales en materia de planeación, consolidarse como la hoja de ruta para la consecución de las metas en cuanto a bienestar, desarrollo económico y social y seguridad que una ciudad moderna y en constante crecimiento demanda.

Este plan está integrado por cinco ejes rectores fundamentales:

1. **Seguridad**
2. **Bienestar social**
3. **Economía y turismo:** al ser el turismo el principal motor que impulsa la economía de Benito Juárez, ofrecer mayores facilidades a la inversión y a la generación de empleos, para que el desarrollo de la zona turística se extienda a todo el municipio.
4. **Benito Juárez de 10:** infraestructura de calidad y servicios públicos eficientes, enfatizando el cuidado del medio ambiente y el crecimiento ordenado dela ciudad.
5. **Gobierno transparente**

Las propuestas y soluciones ciudadanas forman parte integral del Plan Municipal de Desaroollo Benito Juárez 50/Visión 2020 que el ayuntamiento de Benito Juárez presenta como instrumento rector del gobierno, alineado con los objetivos y prioridades del Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018 y el Plan Estatal de Desarrollo 2016 – 2022.

LAN ESTATAL DE DESARROLLO	PLAN NACIONAL DE DESARROLLO										PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO
	México en Paz		México incluyente		México con educación de calidad		México próspero		México con Responsabilidad global		
EJE 1. Desarrollo y diversificación económica con oportunidades para todos											EJE 3. Economía y Turismo
EJE 2. Gobernabilidad segura y estado de derecho											EJE 1. Seguridad
EJE 3. Gobierno moderno, confiable y cercano a la gente											EJE 5. Gobierno Transparente
EJE 4. Desarrollo Social y combate a la desigualdad											EJE 2. Bienestar Social
EJE 5. Crecimiento ordenado con sustentabilidad ambiental											EJE 4. Benito Juárez de 10

Tabla IV.1. Alineación estructural del Plan municipal de Desarrollo.

MISIÓN

Gobernamos responsablemente el municipio de Benito Juárez, bajo los principios de desarrollo sustentable, trabajo honesto, atención de las demandas ciudadanas y desarrollo de medidas de protección al medio ambiente.

Proporcionamos los servicios necesarios para elevar la calidad de vida en lo económico, social, ambiental y político de sus habitantes y asegurar el desarrollo de las futuras generaciones de la población Benitijuarense, a través de la administración de los recursos federales, estatales y municipales que generen obras, acciones y servicios necesarios para cumplir con eficacia, eficiencia y calidad.

VISIÓN

Somos la administración municipal de 10 que se merecen los Benitojuarenses, a través de resultados y cumplimiento de metas y compromisos. A mediano plazo, somos un referente nacional en gobierno local basado en transparencia, honestidad, equidad, sustentabilidad, tolerancia, respeto e inclusión. A largo plazo, consolidamos la expansión del destino turístico alineado con la preservación de los recursos naturales, que son propiedad de todos los mexicanos.

Eje 3 Economía y Turismo

Objetivo general

Convertir a Benito Juárez en el multidestino de América, por medio de acciones que vinculen esfuerzos de los tres órdenes de gobierno y permitan impulsar la innovación y la competitividad para garantizar el crecimiento de la planta productiva y los empleos en el municipio, a fin de contribuir a mejorar la calidad de vida de los Benitojuarenses.

Estrategia general

Impulsar la iversión turística en el municipio de manera sustentable, por medio de servicios gubernamentales transparentes y eficaces a capitalistan nacionales y extranjeros.

Desarrollo Económico

A través de la dirección de Desarrollo Económico se busca lograr el crecimientoeconómico del municipio, mediante la atracción de nuevos inversionistas de manera interna o externa para la apertura y crecimiento de nuevas empresas, así como fungir como facilitador para la inversión de empresas y lograr el crecimiento económico equilibrado y sostenido de la ciudad y sus delegaciones, posicionándolo en uno de los más atractivos del estado de Quintana roo. Todo esto con el fin de elevar el nivel de vida y la calidad de los empresarios, emprendedores y ciudadanos, creando nuevos empleos y oportunidades para todos, a través del desarrollo de estrategias para promover, conducir, coordinar, fomentar el crecimiento económico particularmente en los sectores agrícolas, acuícola, **industria**, comercio y servicios, todo esto en proporción de financiamientos,

créditos, capacitaciones y asesorías para promover en los diferentes sectores económicos la mejora sustancial del nivel de vida de los Benitojuarenses.

Eje 4 Benito Juárez de 10

Objetivo general

Incrementar la inversión en infraestructura y servicios públicos con una estrategia **cuidado al medio ambiente** y al desarrollo urbano sostenible para fincar los cimientos que serán el futuro de los Benitojuarenses.

Estrategia general

Gestionar recursos federales, estatales y propios, suficientes y necesarios, para mejorar la infraestructura urbana, la infraestructura deportiva y los servicios públicos del municipio, con una estrategia de **cuidado al medio ambiente** y al desarrollo urbano sostenible.

Medio Ambiente

Benito Juárez se caracteriza por tener una gran diversidad de flora y fauna, sin embargo, existen factores que han contribuido al deterioro del ecosistema.

En cuanto a la ciudad, esta requiere de mecanismos que consoliden zonas ecológicas urbanas que contribuyan al equilibrio de lo urbano y lo ambiental, generando un impacto menor al ecosistema endémico de la región.

Ordenamiento Urbano territorial

La ciudad de Cancún es considerada como una ciudad joven, sin embargo, el crecimiento y la expansión urbana se han incrementado en un periodo corto de tiempo, por lo que los Planes y programas de Ordenamiento Territorial, han sido rebasados.

Programa 48

Programa de regularización, tramitología y vigilancia ambiental.

Estrategia

Vigilar y hacer cumplir las disposiciones legales en materia ambiental, a fin de evitar deterioro o daños al ambiente.

Meta

Incrementar en 40% el cumplimiento de las disposiciones legales en materia ambiental, en relación a la regularización de establecimientos, **proyectos** y permisos.

Líneas de Acción

- Realizar visitas de inspección para verificar el cumplimiento de condiciones establecidas en los permisos ecológicos, respecto a los **proyectos que se desarrollan en el municipio**.

- Evaluar o autorizar permisos de chapeo y desmonte y de desarrollo, solo a proyectos que cumplan con el reglamento de ecología y gestión ambiental del municipio y demás normatividad ambiental aplicable.
- Analizar y emitir de conformidad con las disposiciones e instrumentos legales aplicables, las opiniones técnicas sobre las Manifestaciones de Impacto Ambiental de las obras y actividades públicas o privadas que se pretendan realizar en el territorio municipal.
- Analizar y evaluar los informes de cumplimiento de condicionantes de los proyectos autorizados en el territorio municipal.

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo Benito Juárez 50/Visión 2020.

Vinculación

El Proyecto se vincula con estas políticas, ya que coincide con los intereses del municipio, en el sentido de desarrollarlo económicamente, beneficiando a sus habitantes con la creación de empleos y mejora de sus condiciones de vida, por medio de la promoción e incremento de la inversión de grandes empresas que traigan beneficios económicos y sociales importantes, lo que contempla Gas Natural del Noroeste S.A de C.V., al establecer una red de distribución de gas natural en la ciudad que aporte rentabilidad a las empresas (hoteleras y de toda índole) por el uso de un energético más barato y seguro, así como a los hogares que lo requieran, al mismo tiempo se vincula con el interés del municipio de crear y conservar un medio ambiente sano y limpio, ya que la empresa además de respetar en todo momento la vegetación natural del entorno, el gas natural es un combustible menos contaminante y seguro en el que las posibilidades de una fuga contaminante y peligrosa son mínimas y en todo caso, contempladas en el plan de seguridad y atención a emergencias de la empresa.

El proyecto en todo momento se circunscribe a las normas de protección civil y maneja los estándares de calidad necesarios para mantener la seguridad de la zona donde será trazado.

PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO SOLIDARIDAD 2016-2018

II. Introducción

1. Modelo integral de gobierno

El Plan Municipal de Desarrollo 2016-2018 es un instrumento de gobierno que tiene sustento en la metodología de Gestión para Resultados. Esta noción de administración pública busca la producción de valor público mediante una planeación articulada y coordinada de las diferentes dependencias del ayuntamiento. Por ello, a continuación se desglosa el principio base del Plan, su objetivo general, los objetivos particulares que dan sustento a este instrumento de gobierno.

2. Principio base

La creación y evaluación de políticas públicas orientadas a incrementar la calidad de vida de los ciudadanos mediante instrumentos de gobierno que permitan la eficiencia y eficacia de la gestión

pública municipal, con la participación ciudadana y vinculación de los diversos órdenes de gobierno, sociedad civil, iniciativa privada y la comunidad académica.

3. Objetivo general

Orientar la gestión gubernamental a la obtención de resultados que serán supervisados y, cuando las líneas base lo permitan, evaluar mediante la construcción de indicadores el impacto de las actividades del gobierno.

4. Objetivos particulares

Los objetivos particulares del Plan Municipal de Desarrollo están enfocados al fortalecimiento de la administración y el involucramiento de la ciudadanía en las acciones gubernamentales, en particular se busca:

- Profesionalizar la estructura de la gestión pública municipal
- Institucionalizar procesos y procedimientos de las actividades gubernamentales
- Fomentar la participación ciudadana en los diagnósticos, toma de decisiones y evaluación de las acciones de gobierno
- Incluir mecanismos que promuevan la transparencia bajo criterios de gobierno abierto proactivo

5. Estructura de los ejes de gobierno

La planeación del gobierno que se presenta en este documento presenta una estructura anidada mediante la cual se delimitan objetivos generales, programas de desarrollo, líneas de acción y las actividades y componentes de la siguiente forma:

- Eje de gobierno
  - Objetivo general
  - Estrategia general
- Programas de desarrollo
  - Objetivo del programa
  - Estrategia del programa o Líneas de acción
- Indicadores
- Direcciones y áreas responsables

V. Misión y visión del gobierno municipal de Solidaridad

Misión

Ser un gobierno eficiente con capacidad técnica, responsabilidad y transparencia en el ejercicio de los recursos públicos, que practique en sus procesos el valor de la honestidad; escuchando y considerando las propuestas de los ciudadanos en las decisiones que contribuyan al bien común

de Solidaridad, buscando generar las condiciones necesarias para construir los cimientos del Solidaridad que merecemos.

Visión

Posicionar a Solidaridad como referente estatal en seguridad, limpieza y orden, como un gobierno honesto y eficiente que provee servicios públicos de calidad, con dinamismo económico, acorde a su crecimiento generado por la industria turística y que promueva la creación de nuevas fuentes productivas, que respeten el entorno ambiental como patrimonio de valor de sus ciudadanos hacia México y el mundo.

Alineación con el Plan Estatal de Desarrollo

El presente Plan Municipal de Desarrollo 2016-2018 (PMD)1 está alineado al Plan Estatal de Desarrollo 2016-2022 (PED)2, en todos sus ejes programáticos.

El Eje 1 del PMD de Gobierno Eficiente y Transparente coincide con el Eje 3 del PED de Gobierno Moderno, Confiable y Cercano a la Gente, toda vez que se expone la importancia de la gobernanza en el proceso de gestión pública y se busca la construcción de una administración responsable, que transparente sus procesos y el uso de los recursos públicos.

El Eje 2 del PMD de Seguridad Solidaria se alinea con el Eje 2 del PED de Gobernabilidad, Seguridad y Estado de Derecho. Ambos ejes enfatizan que la seguridad es resultado de la coordinación exitosa entre autoridades de diferentes órdenes de gobierno, la atención de las necesidades sociales y la vinculación con la ciudadana para la prevención del delito.

El Eje 3 del PMD de Desarrollo Urbano Sustentable se vincula con el Eje 5 del PED de Crecimiento Ordenado con Sustentabilidad Ambiental. Estas estrategias son concurrentes en la relevancia de coordinar acciones y programas del ordenamiento territorial y desarrollo urbano que promuevan el desarrollo con vocaciones económicas y una política activa en la preservación del patrimonio natural y la biodiversidad de nuestra región.

El Eje 4 del PMD de Turismo y Desarrollo económico es coincidente con el Eje 1 del denominado Desarrollo y Diversificación Económica con Oportunidades para Todos, ya que ambos priorizan la necesidad de ampliar las fuentes de ingreso con nuevas capacidades productivas, a partir de la actividad económica preponderante, el turismo, además de fortalecer una visión de largo plazo que contrarreste las impactos estacionales causados por factores exógenos.

El Eje 5 del PMD de Desarrollo Social Integral concuerda con el Eje 4 del PED de Desarrollo Social y Combate a la Desigualdad pues ambos buscan una redistribución de los beneficios de las políticas públicas que permita a los sectores más vulnerables acceder a mejores oportunidades y, con ello, fortalecer la integración de la sociedad la cual, dada la naturaleza migrante de su composición, se enfrenta a dificultades de integración social.

VIII. Objetivos y líneas de acción por eje programático

Eje 4. Turismo y desarrollo económico

Objetivo General

Consolidar al municipio como líder en la industria turística, y a partir de ello propiciar la diversificación productiva que permita fortalecer la economía local.

Estrategia general

4. Promover e incentivar las capacidades productivas, los servicios y la autogestión, reconociendo la vocación turística y la necesidad de fortalecer las cadenas de integración comercial con nuevas actividades productivas que fortalezcan nuestra economía frente a factores exógenos.

4.1.5. Identificar áreas de inversión adecuadas a las necesidades de desarrollo económico del municipio

Fuente: PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO SOLIDARIDAD 2016-2018

Vinculación

El Proyecto se vincula con las políticas correspondientes del municipio, ya que coincide con su interés, de desarrollarlo económicamente, generando beneficios a sus habitantes por medio de la creación de empleos con lo que se lograría una mejora importante de sus condiciones de vida, lo que sería uno de los aportes importantes a la economía local, al establecer la empresa Gas Natural del Noroeste S.A de C.V., una red de distribución de gas natural en la zona que aporte rentabilidad a las empresas (hoteles, comercios e industria) debido al uso de un energético más barato y seguro, así como a los hogares que a futuro lo requieran, al mismo tiempo se vincula con el interés del municipio de crear y conservar un medio ambiente sano y limpio, ya que la empresa además de respetar en todo momento la vegetación natural del entorno, el gas natural es un combustible menos contaminante y seguro en el que las posibilidades de una fuga son mínimas y en todo caso, contempladas en el plan de seguridad y atención a emergencias de la empresa, ya que el proyecto en todo momento se circunscribe a las normas de protección civil, manejando los estándares de calidad necesarios para mantener la seguridad de la zona donde será construido.

IV.2. Programa de Desarrollo Urbano del Centro de Población Cancún

PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO DEL CENTRO DE POBLACIÓN CANCÚN, MUNICIPIO BENITO JUÁREZ, QUINTANA ROO (2014-2030)

El PDUCP Cancún 2014-2030 nace utilizando la metodología del Enfoque Marco Lógico (método de planeación estratégica y operativa, que contempla una serie de análisis y herramientas articuladas y secuenciales para diagnosticar y diseñar/formular políticas, planes, programas y proyectos en un ámbito más amplio de desarrollo.) teniendo por objeto ordenar y regular el proceso de desarrollo urbano de la ciudad de Cancún; establecer las bases para las acciones de mejoramiento, conservación y crecimiento y definir los usos y destinos de suelo, así como las áreas destinadas a su crecimiento con la finalidad de lograr el desarrollo sustentable y mejorar el nivel de vida de la población.

De igual forma este instrumento normativo se alinea y contribuye con el actual Plan Municipal de desarrollo de Benito Juárez 2013-2016 en lo que corresponde al eje 3 Desarrollo Urbano y Ecología.

Descripción de la problemática de la ciudad de Cancún

1. La inexistencia de un instrumento de desarrollo urbano del Centro de Población de la Ciudad de Cancún congruente con la legislación se debe a dos causas principales: la existencia de un marco regulatorio incongruente y la inexistencia de un instrumento de desarrollo urbano que rija todo el Centro de Población de la Ciudad de Cancún.

2. La insostenible estrategia de medio ambiente en la ciudad de Cancún se debe a tres causas principales: la desatención de las áreas de valor ecológico, los procesos urbanos negativos sobre el centro de población y la desatención de las áreas verdes del centro de población de Cancún.

Efectos sobre el medio ambiente:

• Acelerado deterioro de hábitats de fauna silvestre.

• Acelerada afectación a la vegetación.

• Altos niveles de contaminación al acuífero.

• Contaminación auditiva.

• Contaminación visual.

• Alto consumo de hidrocarburos.

• Altas emisiones de CO_2.

• Elevada huella ecológica

• Daños a la salud pública.

3. El insostenible modelo económico en función del desarrollo urbano en la ciudad de Cancún se explica por tres causas: el debilitamiento de las actividades turísticas de la ciudad de Cancún, el desaprovechamiento de las zonas con potencial turístico de la ciudad y las zonas con dificultad para incorporarse a la dinámica de la ciudad.

Efectos económicos:

• Elevados costos de operación en la ciudad.

• Disminución en la productividad entre los y las habitantes de la ciudad.

• Debilitamiento de las actividades turísticas.

4. La visión desintegrada del desarrollo urbano del centro de Población de Cancún responde a cinco factores causales: un modelo de movilidad urbana insostenible, intervenciones en espacios abiertos y áreas verdes insostenibles, el desarrollo de infraestructura insostenible, el insuficiente equipamiento en función de la jerarquía de la ciudad y un modelo de habitabilidad insostenible.

5. El descontrol en el crecimiento del centro de población de la ciudad de Cancún responde al desconocimiento en los siguientes ámbitos: sobre la evolución de la mancha urbana, sobre la

reserva territorial sin ocupar con infraestructura, sobre la reserva territorial sin ocupar y sin infraestructura, así como el desaprovechamiento del potencial de los vacíos interurbanos.

Vinculación

Según la problemática planteada en este Programa de Desarrollo Urbano, la vinculación del proyecto con la necesidad de soluciones se hace evidente al contribuir con el suministro de un combustible más barato que beneficia la economía tanto de la industria turística como de los comercios y hogares que lo utilicen, además de hacer uso de un combustible menos contaminante que resulta más compatible con el medio ambiente.

PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO DEL CENTRO DE POBLACIÓN PLAYA DEL CARMEN, MUNICIPIO SOLIDARIDAD 2010-2050

El Programa de Desarrollo Urbano del Municipio de Solidaridad (en donde se ubica el centro de población de Playa del Carmen) contiene una estrategia de desarrollo integral de gran visión, en un horizonte de planeación que abarca hasta el año 2050. En concordancia con lo anterior, para la instrumentación de las políticas, estrategias y acciones previstas en este Programa de Desarrollo Urbano de Playa del Carmen, se han considerado tres etapas de desarrollo: la primera, correspondientes al corto plazo, cubre el periodo 2010-2030; la segunda etapa, correspondiente al mediano plazo, cubre el periodo 2031-2040; y la tercera etapa al largo plazo correspondiente al periodo 2041-2050.

Se deberá fomentar la vinculación de los diversos instrumentos de política ambiental y urbana que se aplican en Playa del Carmen, como el Ordenamiento Ecológico y los Programas de Desarrollo Urbano y Planes Parciales; para ello es importante que no se contrapongan unos con otros en su aplicación, sino que sean complementarios como parte de una estrategia territorial integral que considere aspectos ambientales, económicos y sociales para el desarrollo del centro urbano de Playa del Carmen.

Una política esencial para el desarrollo urbano es que cada vez exista una mayor superficie de metros cuadrados de áreas verdes y espacios abiertos por habitante en la localidad; esto redundará en una mejoría considerable en la calidad de vida de sus habitantes y contribuirá de manera significativa a consolidar el atractivo turístico y urbano de Playa del Carmen.

3.2 Estrategia General

Fomentar el desarrollo urbano sustentable consiste en proteger el ambiente natural (que corresponde a los recursos naturales prioritarios) y regular el ambiente construido (que corresponde a la infraestructura que se crea para llevar a cabo las actividades sociales, y la organización que se tiene en el territorio para minimizar la afectación del ambiente natural) a través de la inclusión de criterios ambientales en la planeación y gestión del centro urbano Playa del Carmen.

La sustentabilidad urbana hace referencia a las condiciones que permiten la funcionalidad de la ciudad lo que a su vez refleja y determina la calidad de vida de sus habitantes, ya que está estrechamente relacionada con los riesgos para el medio ambiente y la salud de sus pobladores.

Esa funcionalidad se expresa en las realidades materiales que ofrece el medio urbano como: la dotación y calidad de servicios públicos básicos, el equipamiento urbano, las vialidades, los espacios públicos, y un medio ambiente limpio. Elementos que permiten condiciones apropiadas de vida y el desarrollo de los potenciales humanos y productivos con base en su entorno natural.

Es muy importante la vinculación de este Programa de Desarrollo Urbano de Playa del Carmen con la Bitácora Ambiental de Ordenamiento Ecológico, ya que este instrumento permite dar la ejecución, la evaluación y el seguimiento del Ordenamiento Ecológico, a través de indicadores ambientales, sociales y económicos que nos permitirán saber si las perspectivas de desarrollo que se plantearon se están dando y sobre todo si las estrategias ambientales que se determinaron están siendo efectivas, sin poner en riesgo la salud del ecosistema.

3.2.2 Estrategia Urbana en Función del Desarrollo Económico

Fomentar el desarrollo urbano sustentable consiste en proteger el ambiente natural (que corresponde a los recursos naturales prioritarios) y regular el ambiente construido (que corresponde a la infraestructura que se crea para llevar a cabo las actividades sociales, y la organización que se tiene en el territorio para minimizar la afectación del ambiente natural) a través de la inclusión de criterios ambientales en la planeación y gestión de Playa del Carmen.

Vinculación

La principal preocupación de las autoridades del Centro de Población de Playa del Carmen, es su desarrollo social, ambiental y económico para lo cual se implementan acciones enfocadas a estos logros con los cuales existe una vinculación entre estos y la construcción del gasoducto, ya que el beneficio directo que aporta este proyecto, es el proveer un energético seguro, menos contaminante y más barato, que contribuye a la rentabilidad de empresas y comercios y a la economía de los hogares que a futuro se integren a él, por otro lado el proyecto será un generador de empleos directos e indirectos, lo que beneficiará a familias de la comunidad.

V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

V.1. Bases de diseño y normas utilizadas para la construcción del ducto

La ingeniería básica, instalaciones y operación del gasoducto están diseñadas de acuerdo a códigos y normas nacionales e internacionales. Así mismo, se consideran aspectos como tipo de suelo, orografía, topografía, aplicación de normas, reglamentos y códigos de construcción vigentes, medidas de seguridad y estudios de mecánica de suelos. Por lo que, el diseño atiende los aspectos de seguridad vigentes y cuenta con los medios necesarios para preservar la instalación, así como la conservación y protección del entorno ambiental a lo largo de su vida útil.

Los criterios de diseño a emplear en la Ingeniería de detalle incluyen normas, estándares y especificaciones internacionales que a continuación se citan:

Como el trazo del proyecto de instalación de la red de distribución, se localiza principalmente dentro de zona urbana de la ciudad de Cancún y zona urbana y suburbana de Playa del Carmen, Quintana Roo, le aplica el considerar la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMARNAT-2006. Redes de distribución de gas natural, que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios. Al respecto, la empresa Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V., dando cumplimiento a la disposición general 4.1.1 de esta norma que dice: El distribuidor o responsable del cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana, deberá presentar a la Secretaría o a la Delegación Federal de la SEMARNAT que corresponda, un *Informe Preventivo*, de conformidad con los artículos: 29 y 31 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como 29, 30, 31, 32 y 33 del Reglamento en materia de Evaluación del Impacto Ambiental. Esta Norma no exime de la presentación, en su caso, del *Estudio de Riesgo Ambiental*, de acuerdo con el artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, y del Programa para la Prevención de Accidentes correspondientes, de manera previa al inicio del proyecto.

El crecimiento y desarrollo urbano y turístico de la zona, permitirá a la empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.,** cubrir la necesidad y demanda de gas natural para las empresas ya instaladas y otras más que puedan integrarse al proyecto a lo largo de la zona del trazo entre Cancún y Playa del Carmen.

Factor F de Diseño

Para cumplir con las normas, cada sección del gasoducto esta categorizada por ubicación, clase y tipo de construcción. La ubicación exacta, clase y tipo de construcción del gasoducto para cada sección específica se determinaron durante el recorrido realizado en la fase inicial del proyecto.

Clases de localización

Clase de Localización se basa en un área unitaria que será la plataforma para determinar la clasificación por clase de localización en ductos que transportan hidrocarburos y comprende una

zona de 1,600 m (1 milla) de longitud en la ruta de la tubería con un ancho de 400 m (1/4 milla), 200 m a cada lado del eje de la tubería.

La clasificación se debe determinar de acuerdo con el número de construcciones localizadas en esta área unitaria. Para propósito de la norma, cada vivienda o sección de una construcción destinada para fines de ocupación humana o habitacional se considera como una construcción por separado.

Clase de Localización 1. Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tienen 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.

Clase de Localización 2. Corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.

Los ductos que cumplan con las Clases 1 o 2, pero que dentro de su área unitaria se encuentren al menos un sitio de reunión o concentración pública de más de 20 personas, tales como iglesias, escuelas, salas de espectáculos, cuarteles, hospitales o áreas de recreación, se deben considerar dentro de los requerimientos de la Clase de Localización 3.

Clase de Localización 3. Es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:

c) Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.

d) Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 metros del eje de la tubería y se encuentre(n) ocupada(s) por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas al año.

e) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 metros del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.

f) Cuando se tenga la existencia de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, en donde se pretende instalar una tubería a menos de 100 metros, aun cuando al momento de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.

g) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 metros o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, etc.), en el entendido de que se considera tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.

Clase de Localización 4. Corresponde a la tubería que en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo, donde el tráfico sea pesado o denso; o bien, donde existan numerosas instalaciones subterráneas.

Cuando exista un grupo de casas o edificaciones cercanas a la frontera que divide dos Clases, las áreas unitarias se deben ajustar considerando el nivel de seguridad más crítico (Clases) extendiéndose 200 metros desde el último edificio del grupo más próximo a la siguiente área

unitaria de menor nivel de seguridad, siguiendo el eje de la tubería, y que cumpla con los requerimientos del correspondiente nivel de seguridad.

Para ductos cuya longitud sea menor que 1,600 metros (1 milla), la clasificación será asignada de acuerdo a la que corresponda a un ducto de 1,600 metros (1 milla) de longitud que atraviesa la misma área.

Lo anterior lleva a utilizar distintos factores de diseño, en función de la densidad poblacional, tal como se muestra en la siguiente tabla de la norma:

Tabla 5.1. Factores de diseño para cada clase de localización.

Clasificación por Clase de Localización	Factor de Diseño (f_{DIS})
Clase 1	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50
Clase 4	0.40

Como el trazo del proyecto de instalación de la red de distribución, se localiza principalmente dentro de zona urbana de la ciudad de Cancún y urbana y suburbana de Playa del Carmen, Quintana Roo, le aplica el considerar la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMARNAT-2006 Redes de distribución de gas natural, que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios. Al respecto, la empresa Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V., dando cumplimiento a la disposición general 4.1.1 de esta norma que dice: El distribuidor o responsable del cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana, deberá presentar a la Secretaría o a la Delegación Federal de la SEMARNAT que corresponda, un *Informe Preventivo*, de conformidad con los artículos: 29 y 31 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como 29, 30, 31, 32 y 33 del Reglamento en materia de Evaluación del Impacto Ambiental. Esta Norma no exime de la presentación, en su caso, del *Estudio de Riesgo Ambiental*, de acuerdo con el artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, y del Programa para la Prevención de Accidentes correspondientes, de manera previa al inicio del proyecto.

Espesor adicional por corrosión

Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar. De no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año.

Adicionalmente, se considera el diseño del sistema de protección catódica respectivo, con base a las condiciones de operación y resultados estadísticos de sistemas semejantes y a la posible

integración con otras instalaciones. Además se toma en consideración la instalación de niples para inyección y porta testigos para la evaluación de la protección con inhibidores (corrosímetros).

La utilización de factores de diseño en la fórmula de cálculo del espesor de la pared del Ducto tiene como consecuencia incrementar el espesor a medida que el factor de seguridad se reduce. Un espesor mayor de tubería reduce la probabilidad de falla en el gasoducto, dado que le provee una mayor resistencia mecánica a la presión interna y a efectos externos tales como corrosión o daños accidentales.

MEMORIA DE CÁLCULO DE ESPESORES EN EL GASODUCTO

Mediante la siguiente memoria de cálculo, la cual se apoya en el software Gas Calc, se demostrará los espesores mínimos requeridos para la tubería del gasoducto Cancún. Para realizar la selección de la tubería, se tomarán en cuenta los factores de corrosión y mecánico, así obtendremos el diámetro mínimo recomendado para realizar la selección de la tubería basada en el grado y espesor de la tubería a colocar en el gasoducto.

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

t = espesor mínimo de la tubería

P = presión manométrica de diseño

D = diámetro exterior de la tubería

S = resistencia mínima a la cedencia

F = factor de diseño por densidad de población

E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T = factor de corrección por temperatura del gas

T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 400º K

Cálculo para la tubería de 12” de Acero al Carbón

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

t = espesor mínimo de la tubería

P = presión manométrica de diseño

D = diámetro exterior de la tubería

S = resistencia mínima a la cedencia

F = factor de diseño por densidad de población

E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

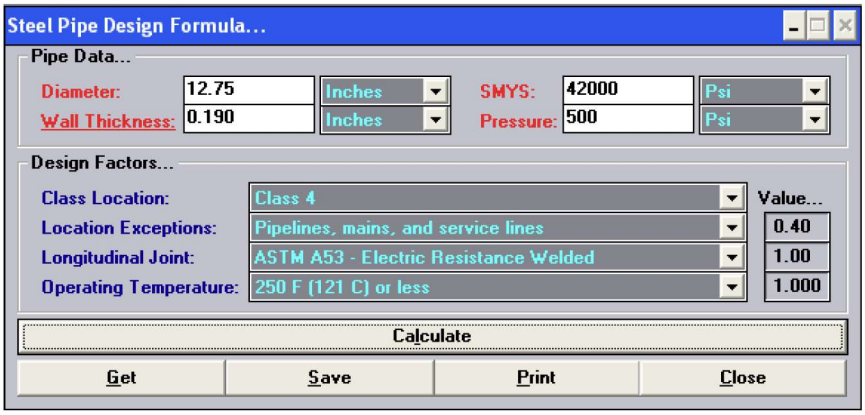
T = factor de corrección por temperatura del gas

T=1 si la temperatura del gas es igual ò menor a 400º K

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 42,000 psi = 289,579.8 kPa

Utilizando la presión de diseño que es de 35.153 kg/cm² (500 psi), obtenemos:



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 12” de diámetro tenga un espesor mínimo de 0.190”.

Al espesor calculado se adiciona 10% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de 0.240”

Por tal motivo se instalará tubería de 12” de diámetro nominal grado X 42, construida bajo las especificaciones API 5L, la cual tiene un espesor de 0.250”, sobrepasando en gran medida el espesor mínimo requerido.

Cálculo para la tubería de 10” de Acero al Carbón

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

t = espesor mínimo de la tubería

P = presión manométrica de diseño

D = diámetro exterior de la tubería

S = resistencia mínima a la cedencia

F = factor de diseño por densidad de población

E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T = factor de corrección por temperatura del gas

T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 400º K

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 42,000 psi = 289,579.8 kPa

Utilizando la presión de diseño que es de 35.153 kg/cm² (500 psi), obtenemos:

De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 6" de diámetro tenga un espesor mínimo de 0.160".

Al espesor calculado se adiciona 15% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de **0.212"**

Por tal motivo se instalará tubería de 10" de diámetro nominal grado X 42, construida bajo las especificaciones API 5L, la cual tiene un espesor de **0.219",** sobrepasando en gran medida el espesor mínimo requerido.

Cálculo para la tubería de 6" de Acero al Carbón

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

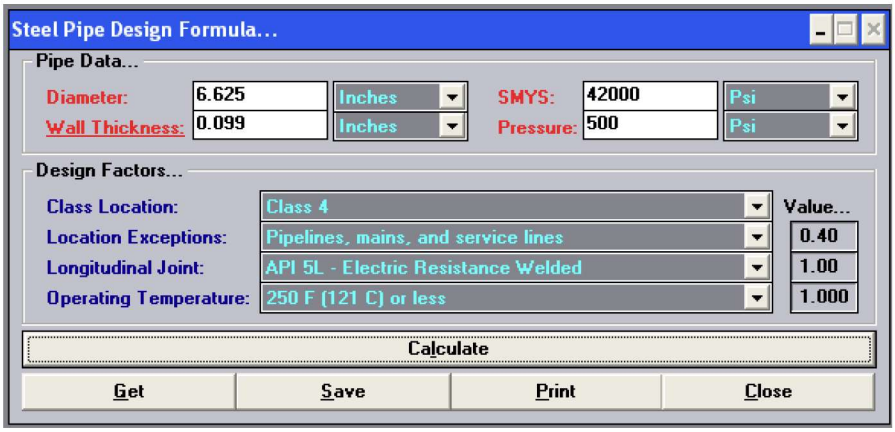
Dónde:

t = espesor mínimo de la tubería
P = presión manométrica de diseño
D = diámetro exterior de la tubería
S = resistencia mínima a la cedencia
F = factor de diseño por densidad de población
E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería
T = factor de corrección por temperatura del gas
T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 400º K

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 42,000 psi = 289,579.8 kPa

Utilizando la presión de diseño que es de 35.153 kg/cm² (500 psi), obtenemos:



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 6" de diámetro tenga un espesor mínimo de 0.099".

Al espesor calculado se adiciona 15% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de **0.131"**

Por tal motivo se instalará tubería de 6" de diámetro nominal grado X 42, construida bajo las especificaciones API 5L, la cual tiene un espesor de **0.219",** sobrepasando en gran medida el espesor mínimo requerido.

Cálculo para la tubería de 8" de diámetro nominal de Polietileno HDPE 3406 SDR-11

CALCULO DE LA PRESIÓN DE DISEÑO.

Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = \frac{2HDB\ fE\ fT}{(SDR - 1)}$$

Dónde: P = Presión Interna en Psi

HDB = Base de Diseño Hidrostático a 23° C = 11 MPa

fE = Factor de Diseño Medioambiental = 0.32

Gas Natural Seco (Federalmente Regulado bajo CFR Titulo 49, Parte 192)

fT = Factor de Diseño por Temperatura = 1.00

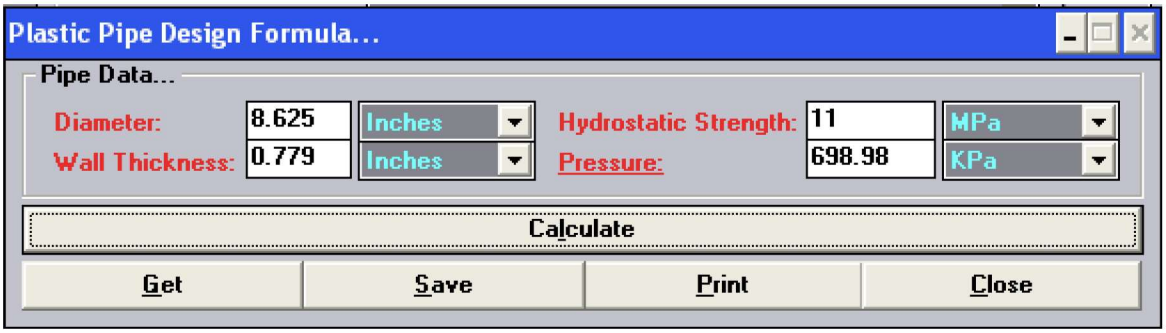
(Por trabajo en temperaturas de 23° C ó menos)

SDR = Relación entre Diámetro Exterior entre Espesor = 11

A continuación se presentan las pantallas que justifican la presión de diseño calculada.

Para la tubería de polietileno de 8" de Ø HDPE-3406 SDR-11

Utilizando tablas de proveedores de tubería de polietileno, obtenemos el diámetro exterior de la tubería, el SDR y el espesor de pared, al introducir estos datos obtenemos la presión de diseño



De acuerdo al cálculo anterior para la tubería de 6" de diámetro de polietileno se demuestra que la presión de diseño es 698.98 kPa, la cual es mayor que la presión de operación 689 kPa, que es la máxima presión permitida por la norma.

Cálculo para la tubería de 6" de diámetro nominal de Polietileno HDPE 3406 SDR-11

CALCULO DE LA PRESIÓN DE DISEÑO.

Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = \frac{2HDB\ fE\ fT}{(SDR - 1)}$$

Dónde: P = Presión Interna en Psi

HDB = Base de Diseño Hidrostático a 23° C = 11 MPa

fE = Factor de Diseño Medioambiental = 0.32

Gas Natural Seco (Federalmente Regulado bajo CFR Titulo 49, Parte 192)

fT = Factor de Diseño por Temperatura = 1.00

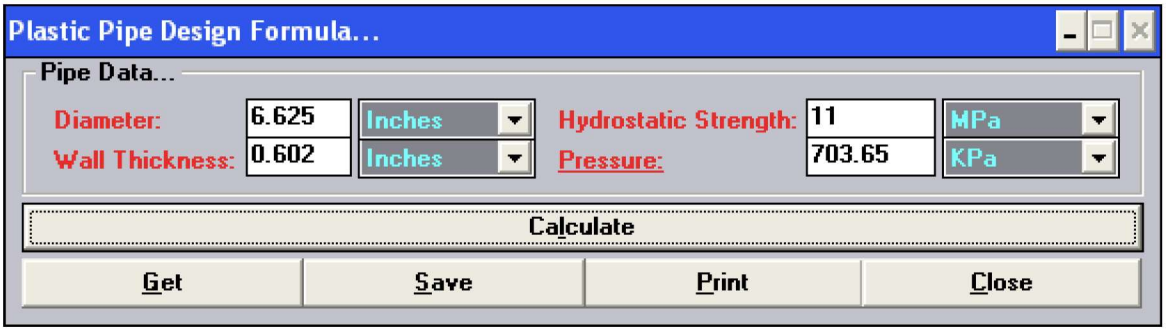
(Por trabajo en temperaturas de 23° C ó menos)

SDR = Relación entre Diámetro Exterior entre Espesor = 11

A continuación se presentan las pantallas que justifican la presión de diseño calculada.

Para la tubería de polietileno de 6" de Ø HDPE-3406 SDR-11

Utilizando tablas de proveedores de tubería de polietileno, obtenemos el diámetro exterior de la tubería, el SDR y el espesor de pared, al introducir estos datos obtenemos la presión de diseño



De acuerdo al cálculo anterior para la tubería de 6" de diámetro de polietileno se demuestra que la presión de diseño es 703.65 kPa, la cual es mayor que la presión de operación 689 kPa, que es la máxima presión permitida por la norma.

Cálculo para la tubería de 4" de diámetro nominal de Polietileno HDPE 3406 SDR-11

CALCULO DE LA PRESIÓN DE DISEÑO.

Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = \frac{2HDB\,fE\,fT}{(SDR-1)}$$

Dónde: P = Presión Interna en Psi

HDB = Base de Diseño Hidrostático a 23° C = 11 MPa

fE = Factor de Diseño Medioambiental = 0.32

Gas Natural Seco (Federalmente Regulado bajo CFR Titulo 49, Parte 192)

fT = Factor de Diseño por Temperatura = 1.00

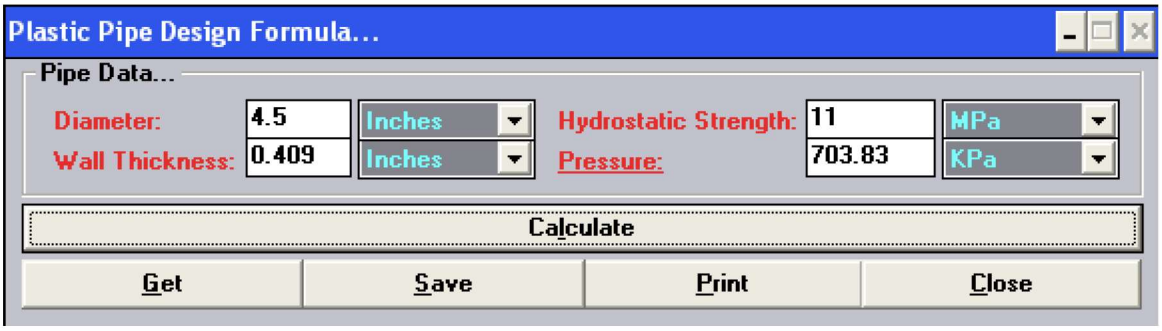
(Por trabajo en temperaturas de 23° C ó menos)

SDR = Relación entre Diámetro Exterior entre Espesor = 11

A continuación se presentan las pantallas que justifican la presión de diseño calculada.

Para la tubería de polietileno de 4" de Ø HDPE-3406 SDR-11

Utilizando tablas de proveedores de tubería de polietileno, obtenemos el diámetro exterior de la tubería, el SDR y el espesor de pared, al introducir estos datos obtenemos la presión de diseño



De acuerdo al cálculo anterior para la tubería de 4" de diámetro de polietileno se demuestra que la presión de diseño es 703.83 kPa, la cual es mayor que la presión de operación 689 kPa, que es la máxima presión permitida por la norma.

Cálculo para la tubería de 3" de diámetro nominal de Polietileno HDPE 3406 SDR-11

CALCULO DE LA PRESIÓN DE DISEÑO.

Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = \frac{2HDB\ fE\ fT}{(SDR - 1)}$$

Dónde: P = Presión Interna en Psi

HDB = Base de Diseño Hidrostático a 23° C = 11 MPa

fE = Factor de Diseño Medioambiental = 0.32

Gas Natural Seco (Federalmente Regulado bajo CFR Titulo 49, Parte 192)

fT = Factor de Diseño por Temperatura = 1.00

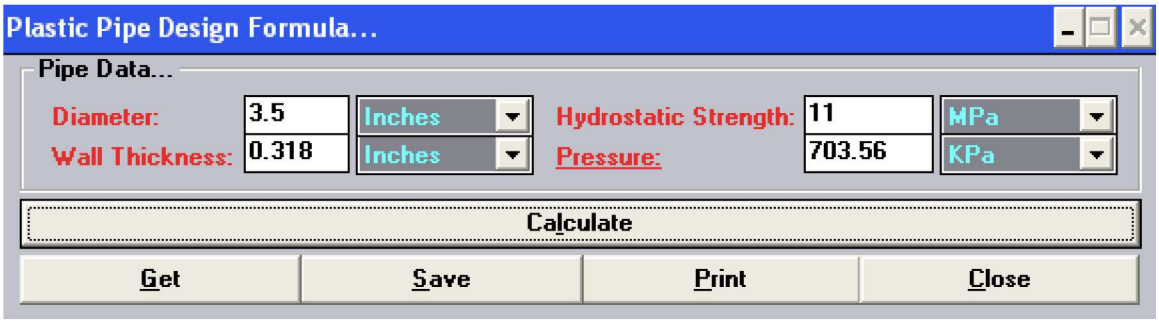
(Por trabajo en temperaturas de 23° C ó menos)

SDR = Relación entre Diámetro Exterior entre Espesor = 11

A continuación se presentan las pantallas que justifican la presión de diseño calculada.

Para la tubería de polietileno de 3" de Ø HDPE-3406 SDR-11

Utilizando tablas de proveedores de tubería de polietileno, obtenemos el diámetro exterior de la tubería, el SDR y el espesor de pared, al introducir estos datos obtenemos la presión de diseño



De acuerdo al cálculo anterior para la tubería de 3" de diámetro de polietileno se demuestra que la presión de diseño es 703.56 kPa, la cual es mayor que la presión de operación 689 kPa, que es la máxima presión permitida por la norma.

Cálculo para la tubería de 2" de diámetro nominal de Polietileno HDPE 3406 SDR-11

CALCULO DE LA PRESIÓN DE DISEÑO.

Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = \frac{2HDB\ fE\ fT}{(SDR - 1)}$$

Dónde: P = Presión Interna en Psi

HDB = Base de Diseño Hidrostático a 23° C = 11 MPa

fE = Factor de Diseño Medioambiental = 0.32

Gas Natural Seco (Federalmente Regulado bajo CFR Titulo 49, Parte 192)

fT = Factor de Diseño por Temperatura = 1.00

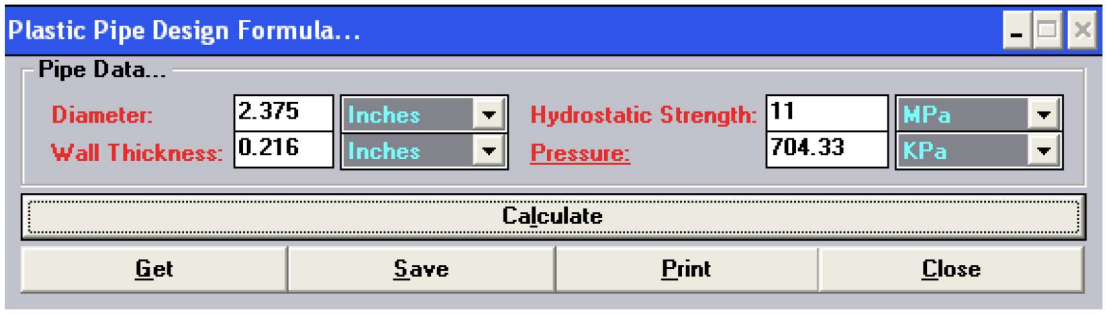
(Por trabajo en temperaturas de 23° C o menos)

SDR = Relación entre Diámetro Exterior entre Espesor = 11

A continuación se presentan las pantallas que justifican la presión de diseño calculada.

Para la tubería de polietileno de 2" de Ø HDPE-3406 SDR-11

Utilizando tablas de proveedores de tubería de polietileno, obtenemos el diámetro exterior de la tubería, el SDR y el espesor de pared, al introducir estos datos obtenemos la presión de diseño



De acuerdo al cálculo anterior para la tubería de 2" de diámetro de polietileno se demuestra que la presión de diseño es 704.33 kPa, la cual es mayor que la presión de operación 689 kPa, que es la máxima presión permitida por la norma.

Sin embargo, el diseño estructural final del gasoducto y las instalaciones relacionadas incluyen una verificación de los niveles de esfuerzo bajo escenarios y/o condiciones de carga especiales a

lo largo de la ruta propuesta del gasoducto, por ejemplo, expansión térmica y flexibilidad, cruces del ducto (caminos y canales) y los efectos de cargas funcionales y ambientales especiales que se prevean durante la vida operativa del sistema del gasoducto.

Tabla 5.2. Espesores y tubería seleccionada para el gasoducto.

Especificación de la Tubería	Diámetro de la tubería	Espesor en pulgadas
API 5L grado X42	12" AC	0.250
API 5L grado X42	10" AC	0.219
API 5L grado X42	6" AC	0.219
HDPE-3406 SDR-11	8" PEAD	0.779
HDPE-3406 SDR-11	6" PEAD	0.602
HDPE-3406 SDR-11	4" PEAD	0.409
HDPE-3406 SDR-11	3" PEAD	0.318
HDPE-3406 SDR-11	2" PEAD	0.216
HDPE-3406 SDR-11	1" PEAD	0.120

Cargas Externas

Las condiciones especiales de carga que se han identificado, y donde puedan surgir niveles extraordinarios de carga para el gasoducto, están limitados a eventos sísmicos. Con el fin de estimar los efectos sísmicos a lo largo de la ruta propuesta del gasoducto, se recopiló información histórica en cuanto a su ubicación, intensidad y frecuencia. Con el fin de comprender la interacción suelo-estructura, fue de primordial importancia cuantificar los efectos de los fenómenos sísmicos.

El ducto será subterráneo a lo largo de toda la ruta propuesta.

Normas y códigos de construcción

En cuanto a las Normatividad que se observará para el diseño de la Ingeniería de Detalle, la construcción y con las que se cumplirán durante la operación del mismo son. NOM-007-SECRE-2010 Transporte de gas natural, ASME B 31.8 Gas transmission and distribution piping systems, apoyadas con regulaciones de PEMEX.

Tabla 5.3. Las Normas de Petróleos Mexicanos utilizadas en la etapa de diseño.

Norma PEMEX	Titulo
2.317.02	Válvulas de compuerta de paso completo y tipo venturi
2.411.01	Sistemas de protección anticorrosiva
2.413.01	Sistemas de protección catódica
2.423.01	Redes de distribución
CID-NOR-N-SI-0001	Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento e inspección de ductos de transporte

Tabla 5.4. Las Normas de Petróleos Mexicanos utilizadas en la etapa de construcción.

Norma PEMEX	Titulo
3.102.01	Trazos y niveles
3.120.01	Desmonte
3.121.01	Despalme
3.121.02	Excavaciones para edificaciones y estructuras
3.121.03	Cortes (serie caminos)
3.121.04	Rellenos
3.121.07	Acarreo para terracerías
3.121.08	Clasificación de materiales para pago de excavaciones
3.132.01	Aplicación de recubrimientos para protección anticorrosiva
3.135.01	Cimbras de concreto
3.135.02	Elaboración, transporte, colocación, compactación, acabado y curado de concreto
3.135.03	Acero de refuerzo para concreto
3.135.07	Recubrimiento continuo de concreto en tubería de conducción
3.340.01	Inspección radiográfica de soldadura o calidad de la misma
3.411.01	Plantilla para cimientos
3.413.01	Instalación de sistemas para protección catódica

Tabla 5.5. Normas de Requisitos de calidad.

Norma PEMEX	Titulo
4.111.03	Pruebas de compactación (mecánica de suelos)
4.132.01	Recubrimientos para protección anticorrosiva requisito de calidad
4.137.01	Cementos hidráulicos
4.137.02	Agregados para concreto
4.137.04	Agua de mezclado
4.311.00	Clasificación aws de metales de aporte
4.311.02	Varillas de hierro y acero para soldadura con gas
4.311.04	Electrodos de acero al cromo y cromo-níquel resistente a la corrosión
4.311.09	Electrodos desnudos y varillas de acero cromo y níquel resistentes a la corrosión
4.311.18	Electrodos de acero dulce para soldadura de arco metálico protegido con gas
4.415.03	Recubrimiento para protección anticorrosiva
4.421.01	Sistema de transporte de petróleo por tubería

Tabla 5.6. Normas de control de calidad, muestreo y pruebas.

Norma PEMEX	Titulo
5.112.01	Cementos hidráulicos
5.132.01	Recubrimientos para protección anticorrosiva

Control de la corrosión

Los métodos a emplear en el control de la corrosión interior se aplicarán considerando los antecedentes de corrosividad del gas natural a transportar, siendo los más comunes:

Diablos de limpieza. La función de la corrida de limpieza es mejorar y mantener limpia la superficie interna de los tubos, removiendo y eliminando los contaminantes y depósitos. Existen varios tipos de diablos en el mercado, con diferentes capacidades de limpieza, en la selección de éstos se considera la capacidad del diablo para remover los contaminantes, costo, la posibilidad de que pase los segmentos del ducto y accesorios que pudiesen tener reducciones, compatibilidad con el fluido, existencia de recubrimiento interior.

Inhibidores de corrosión

Cuando se transportan fluidos que puedan originar corrosión, se puede considerar la adición de inhibidores como una medida para mitigarla.

Ubicación de válvulas de seccionamiento

El gasoducto cuenta con válvulas de seccionamiento espaciadas como lo establece la norma NOM-007-SECRE-2010, el ASME B31.8 y la Norma Pemex NFR-030-PEMEX-2009 “Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte”.

Tabla 5.7. Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento para ductos que transportan hidrocarburos.

Clasificación por Clase de Localización	Espaciamiento máximo (km)
1	30
2	20
3	10
4	5

Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las siguientes características:

- Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a lo indicado en la especificación normativa.
- Las válvulas deben ser de paso completo.
- La clasificación “presión – temperatura” de la válvula debe ser igual o mayor a las condiciones de operación del ducto.
- Estar ubicadas en lugares protegidos con el fin de evitar daños y acceso a personal no autorizado.
- Ser lubricables, de especificaciones aprobadas y contar con accesorios que faciliten su mantenimiento.

- Estar ubicadas en lugares accesibles y protegidas de daños que pudieran producir agentes externos.
- Deberán de contar con dispositivos que indiquen claramente la posición de cerrada o abierta en que se encuentren.
- Tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. En ductos con diámetro de 12" y mayores, se deben instalar dispositivos que en caso de falla del automático sea factible su operación en forma manual.
- Estar debidamente soportadas y ancladas para evitar esfuerzos no permisibles en el ducto.
- Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse en registros y los mecanismos de operación de la válvula deben quedar sobre el nivel del terreno.

Recubrimientos externos

Con el objeto de aumentar la seguridad durante la operación del gasoducto y de aumentar la vida útil del mismo para evitar la corrosión externa de la tubería.

La corrosión externa se debe principalmente al efecto corrosivo producido por el contacto de un metal con el suelo. Al producirse dicho contacto se establece espontáneamente una corriente eléctrica entre el metal y el suelo, la que provoca una migración de átomos del metal hacia el terreno circundante. Cuanto menor es la resistividad (o mayor la conductividad) del suelo, mayor es la corriente eléctrica inducida, y por lo tanto, mayor es la tasa de corrosión.

Para evitar este efecto se recubre la tubería con un material aislante dieléctrico y se instalará un sistema de protección catódica. El recubrimiento aislante interrumpe la corriente eléctrica inducida en la mayor parte de la superficie externa de la tubería evitando así la corrosión.

Protección Catódica

El Sistema de Transporte se protegerá catódicamente mediante corriente impresa o de ánodos de sacrificio, para lo cual se utilizan rectificadores, adicionalmente la tubería instalada contará con protección mecánica que cuide el aislamiento eléctrico del sistema y proteja la capa anticorrosiva. El sistema contará con postes para medición de potencial tubería-suelo. Los tramos de tubería superficiales como válvulas de seccionamiento y accesorios estarán recubiertos con el recubrimiento antioxidante que cubrirá los requisitos de la norma NRF-026-PEMEX-2008.

Espesor adicional por corrosión

Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar. De no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año.

Adicionalmente, se considera el diseño del sistema de protección catódica respectivo, con base a las condiciones de operación y resultados estadísticos de sistemas semejantes y a la posible integración con otras instalaciones. Además se toma en consideración la instalación de niples para inyección y porta testigos para la evaluación de la protección con inhibidores (corrosímetros).

La utilización de factores de diseño en la fórmula de cálculo del espesor de la pared del Ducto tiene como consecuencia incrementar el espesor a medida que el factor de seguridad se reduce. Un espesor mayor de tubería reduce la probabilidad de falla en el gasoducto, dado que le provee una mayor resistencia mecánica a la presión interna y a efectos externos tales como corrosión o daños accidentales.

Cruces

Comúnmente los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos cruzan en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc. Estos cruzamientos se consideran como obras especiales dentro del proyecto, debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

Cruzamiento con vías de comunicación

Dependiendo de las especificaciones de las entidades que tienen a su cargo las vías de comunicación, los cruzamientos se realizarán colocando un encamisado. Los cruces serán perpendiculares al eje longitudinal de carreteras o vías férreas, de no ser posible se permitirá una desviación máxima de 30º con respecto a la normal. En los casos en donde las características de la vialidad por su flujo, su complejidad, etc., no permita este tipo de cruzamiento, se hará por perforación direccional.

El proyecto contempla 54 cruces sobre carreteras y cuerpos de agua naturales, pero se harán por medio de cruce direccional por lo que no habrá afectaciones al entorno. Es una zona totalmente alterada por actividades antrópicas.

En cualquiera de los cruces la obra se realizará por medio de una perforación dirigida, con una excavadora direccional, como se muestra en los siguientes esquemas, y siempre respetando el trazo a un costado de las vialidades, dentro del derecho de vía, como se hace con todos los gasoductos que construye **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**

Figura 5.1. Imagen que muestra la forma de excavación de una perforadora direccional para el cruce subterráneo de tuberías, en este caso para un gasoducto, sin afectar la infraestructura vial.

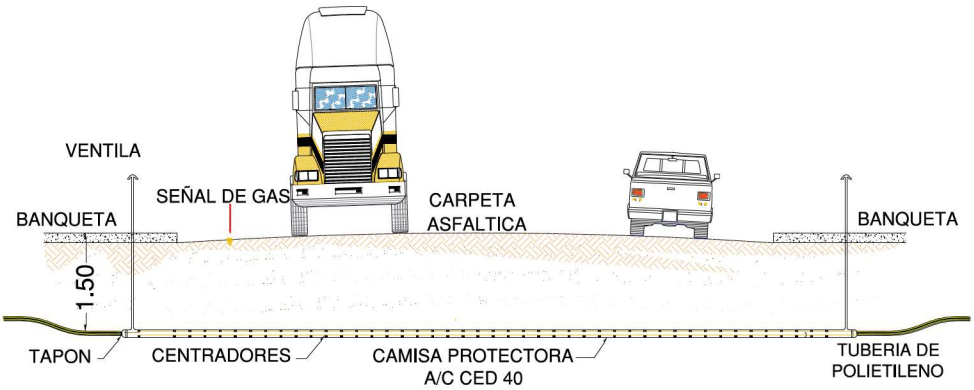


Figura 5.2. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de vialidades dentro de zonas urbanas o suburbanas.

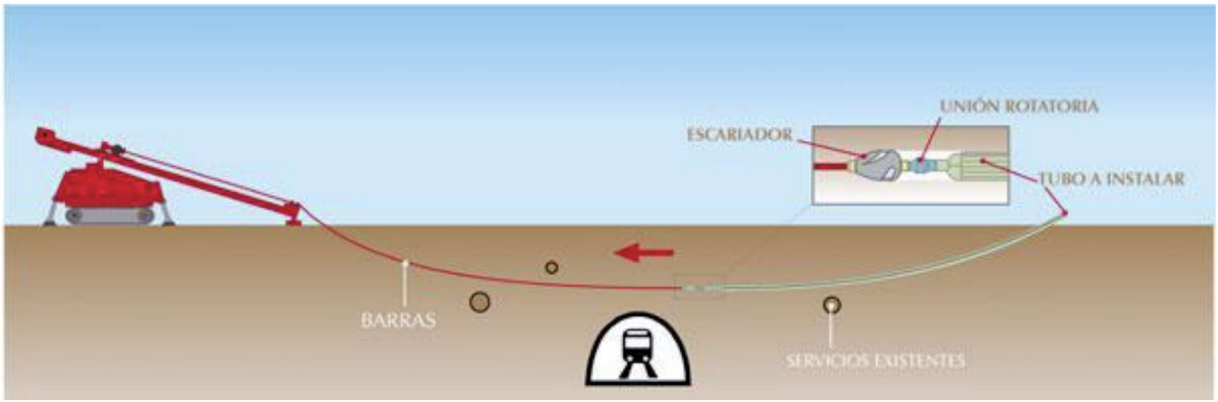


Figura 5.3. Imagen que muestra a detalle la forma de trabajo de una perforadora direccional que puede respetar perfectamente las instalaciones conocidas de un sitio al dirigirla en su excavación, evitando cualquier afectación.

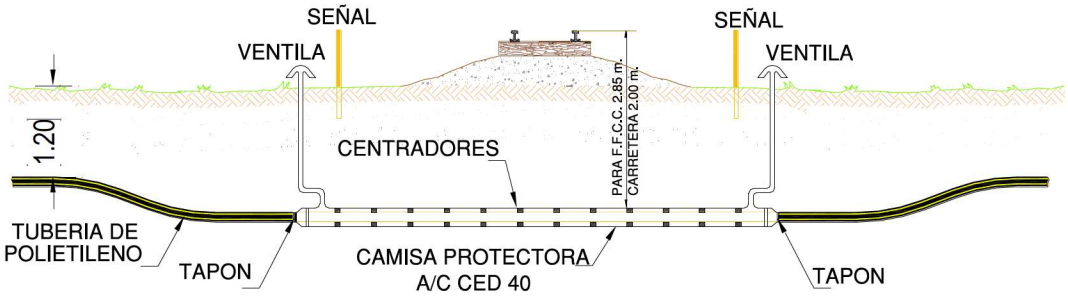


Figura 5.4. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de las vías de F.F.C.C.

Cruzamiento con ríos o cuerpos de agua

Los cruzamientos del gasoducto por cuerpos de agua, se realizarán colocando un encamisado al gasoducto sellado en sus extremos para evitar cualquier fuga del hidrocarburo, los cuerpos con vertientes importantes serán por perforación direccional.

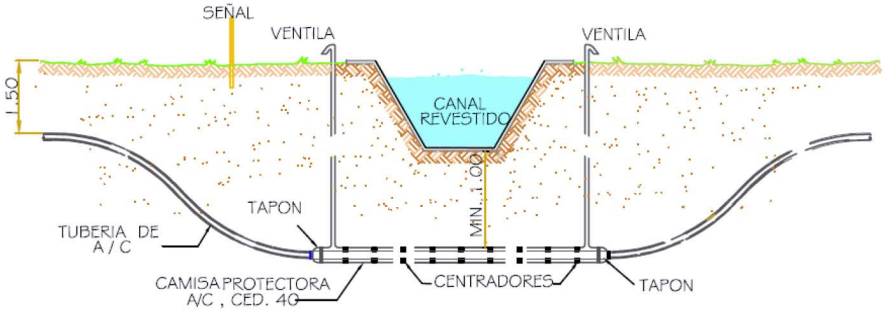


Figura 5.5. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de canales o arroyos revestidos.

Imagen ilustrativa: perforadora direccional de las utilizadas por la empresa para los cruces subterráneos.

V.2. Infraestructura requerida para la operación del ducto

Tubería del gasoducto

Las dimensiones del ducto serán de 198,180.22 m, es decir, 198.18 km de longitud de tubería, en tubería de Acero al Carbón, en 3 dimensiones, y de Polietileno de Alta Densidad, en 6 dimensiones, como se especifican en la siguiente tabla.

Tabla 5.8. Espesores y tubería seleccionada para el gasoducto.

Especificación de Tubería	Longitud metros	DN in (mm)	Espesor de Pared en (mm)
API 5L Grado X42	52,868.97	12" (304.8)	0.250" (6.35)
API 5L Grado X42	7,425.79	10" (254)	0.219" (5.56)
API 5L Grado X42	21,970.14	6" (152.4)	0.219" (5.56)
HDPE 4710	7,469.20	8" (203.2)	0.784 (18.99)
HDPE 4710	13,013.35	6" (152.4)	0.602 (15.29)
HDPE 4710	27,332.45	4" (101.6)	0.409 (10.38)
HDPE 4710	42,954.89	3" (76.2)	0.318 (8.07)
HDPE 4710	21,404.54	2" (50.8)	0.216 (5.48)
HDPE 4710	3,740.85	1" (25.4)	0.120 (3.04)

Estaciones de Regulación

Como infraestructura complementaria del sistema para transporte de gas natural, se instalarán 19 Estaciones de Regulación (ER) que servirán para regular la presión del gas en la tubería.

Tabla 5.9. Coordenadas de las Estaciones de Regulación (E.R.).

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Estación de Regulación	0+000.00	518541	2339287
2	Estación de Regulación	1+464.82	519910	2339721
3	Estación de Regulación	4+185.79	521883	2338089
4	Estación de Regulación	6+150.01	523707	2337638
5	Estación de Regulación	0+013.18	524806	2337032
6	Estación de Regulación	9+416.90	526030	2336678
7	Estación de Regulación	12+32.65	524684	2334517
8	Estación de Regulación	16+361.45	523107	2330508
9	Estación de Regulación	20+475.60	522480	2326615
10	Estación de Regulación	22+062.15	521534	2326210
11	Estación de Regulación	3+089.00	514650	2320911
12	Estación de Regulación	0+044.50	512958	2312370
13	Estación de Regulación	0+040.52	510648	2306188
14	Estación de Regulación	0+027.47	505605	2299016
15	Estación de Regulación	0+016.92	503366	2295941
16	Estación de Regulación	0+026.23	497245	2289179
17	Estación de Regulación	0+029.05	495127	2286248
18	Estación de Regulación	0+021.39	492292	2282345
19	Estación de Regulación	0+023.04	491274	2280937

Válvulas de seccionamiento

El gasoducto cuenta con válvulas de seccionamiento espaciadas como lo establece la norma NOM-007-SECRE-2010, ASME B31.8.

Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las siguientes características:

- Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a los requerimientos de presión y tempertaura.
- Las válvulas deben ser de paso completo.
- La clasificación presión – temperatura de la válvula debe ser igual o mayor a las condiciones de operación del ducto.
- Estar ubicadas en lugares protegidos con el fin de evitar daños y acceso a personal no autorizado.

- Ser lubricables, de especificaciones aprobadas y contar con accesorios que faciliten su mantenimiento.
- Estar ubicadas en lugares accesibles y protegidas de daños que pudieran producir agentes externos.
- Deberán de contar con dispositivos que indiquen claramente la posición de cerrada o abierta en que se encuentren.
- Tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. En ductos con diámetro de 12" y mayores, se deben instalar dispositivos que en caso de falla del automático sea factible su operación en forma manual.
- Estar debidamente soportadas y ancladas para evitar esfuerzos no permisibles en el ducto.
- Las válvulas de seccionamiento deberán confinarse en registros fuera de tráfico vehícular.

Se instalarán 28 Válvulas de Seccionamiento (V.S.) en la trayectoria del gasoducto como parte de la infraestructura de seguridad y control.

Tabla 5.10. Coordenadas de las Válvulas de Seccionamiento (V.S.).

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
1	Válvula de Seccionamiento	*0+000.00	518554	2339287
2	Válvula de Seccionamiento	1+456.62	519913	2339713
3	Válvula de Seccionamiento	4+176.11	521889	2338086
4	Válvula de Seccionamiento	6+157.24	523702	2337632
5	Válvula de Seccionamiento	0+000.00	524803	2337040
6	Válvula de Seccionamiento	9+419.35	526024	2336679
7	Válvula de Seccionamiento	12+025.44	524688	2334523
8	Válvula de Seccionamiento	16+360.25	523102	2330509
9	Válvula de Seccionamiento	20+465.32	522476	2326624
10	Válvula de Seccionamiento	22+068.90	521532	2326220
11	Válvula de Seccionamiento	29+392.00	515344	2325491
12	Válvula de Seccionamiento	0+000.00	515085	2323967
13	Válvula de Seccionamiento	3+082.83	514636	2320906
14	Válvula de Seccionamiento	3+089.00	514642	2320915
15	Válvula de Seccionamiento	11+810.36	512891	2312363
16	Válvula de Seccionamiento	11+837.44	512916	2312381

No.	Cruce	Cadenamiento	Coordenadas UTM:	
			X	Y
17	Válvula de Seccionamiento	18+410.75	510624	2306184
18	Válvula de Seccionamiento	18+422.60	510634	2306193
19	Válvula de Seccionamiento	27+189.09	505563	2299013
20	Válvula de Seccionamiento	27+216.34	505593	2299024
21	Válvula de Seccionamiento	30+986.93	503341	2295943
22	Válvula de Seccionamiento	31+006.98	503361	2295955
23	Válvula de Seccionamiento	40+309.28	497199	2289166
24	Válvula de Seccionamiento	40+345.49	497229	2289187
25	Válvula de Seccionamiento	43+933.37	495109	2286260
26	Válvula de Seccionamiento	48+749.12	492263	2282341
27	Válvula de Seccionamiento	48+769.76	492281	2282354
28	Válvula de Seccionamiento	50+484.93	491268	2280945

Estaciones de Regulación y Medición

Elemento terminal de los ramales del gasoducto instalado en un domicilio de cliente al cual se le va a suministrar el energético cuyo objetivo es brindar el servicio de recepción, acondicionamiento y medición de gas natural de manera confiable y segura para cualquier condición de uso del combustible cumpliendo con la presión requerida.

Funciones de la estación de regulación y medicion (erm) industrial.

- Acondicionamiento del gas, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión del gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para cualquier condición de uso del combustible.
- Medición del caudal de gas consumido para fines de facturación.

Se presentan el Diagrama del arreglo civil, el de arreglo mecánico y el de Tubería e instrumentación (DTI) de la Válvula de Seccionamiento (VS), Estación de Regulación (ER) y de la Estación de Regulación y Medición (ERM) del gasoducto Cancún – Playa del Carmen de transporte de gas natural. Los planos a escala legible se pueden consultar en el anexo 10.

Válvulas de Seccionamiento

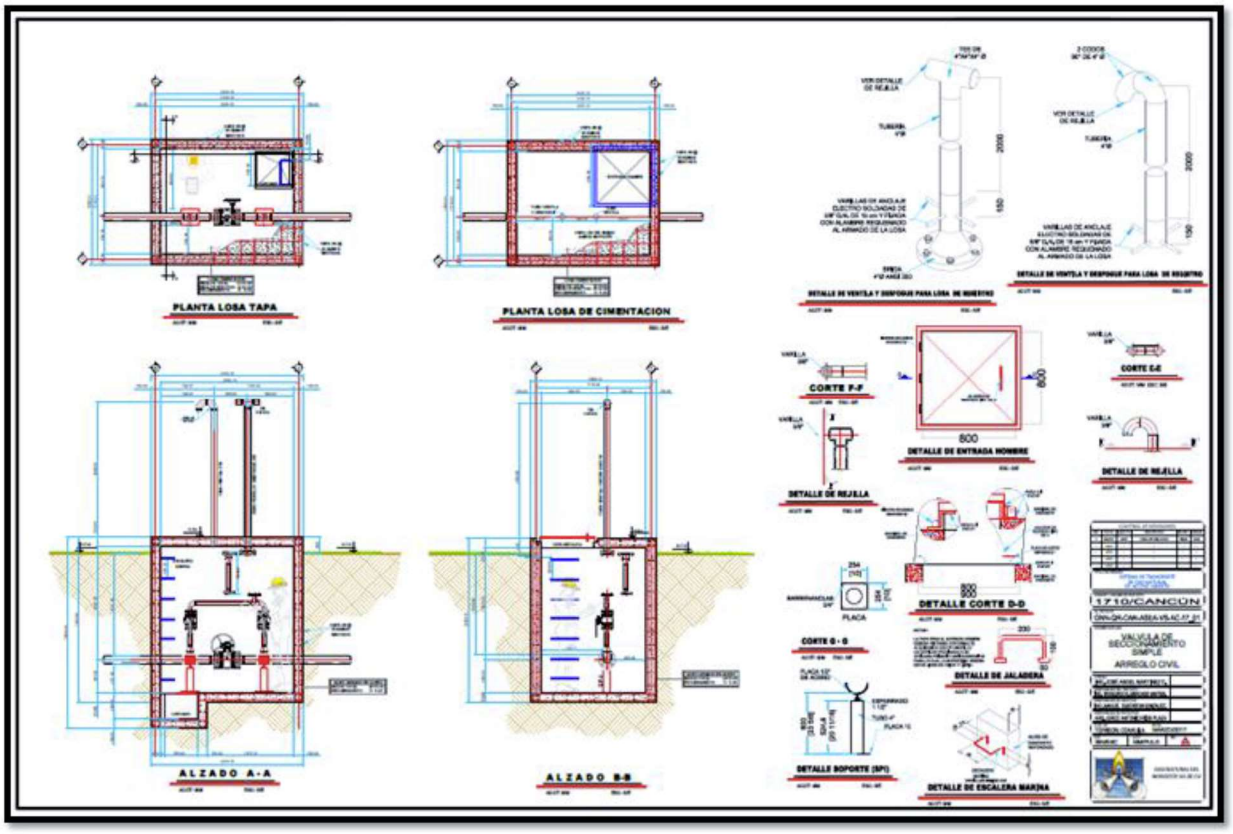


Figura 5.6. Diagrama de Válvula de Seccionamiento en registro subterráneo, Arreglo Civil.

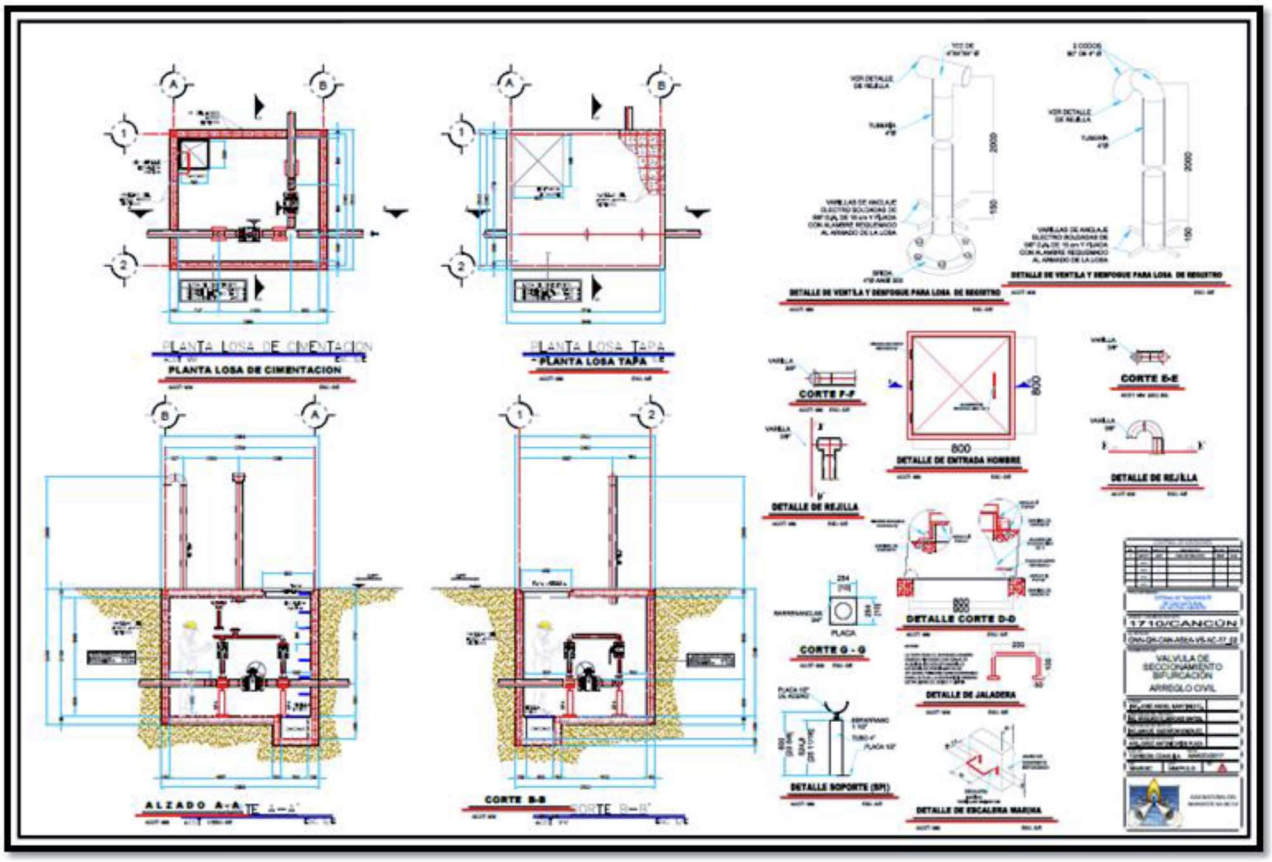


Figura 5.7. Diagrama de Válvula de Seccionamiento con Bifurcación Arreglo Civil.

Estaciones de Regulación

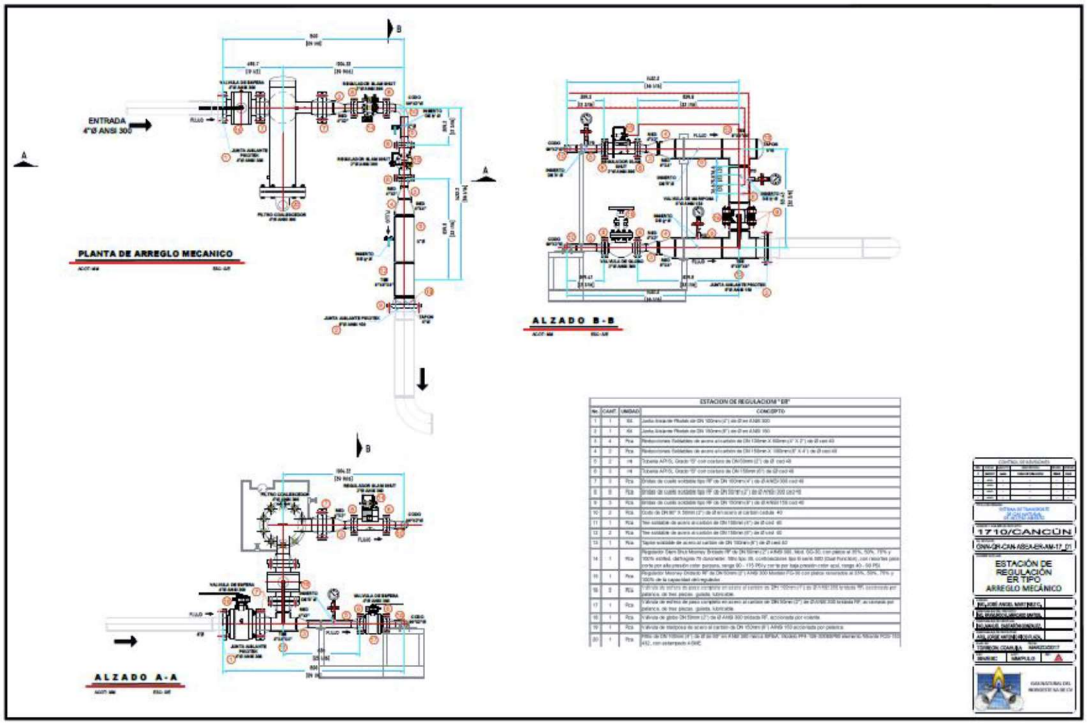


Figura 5.8. Diagrama de una Estación de Regulación tipo Arreglo Mecánico.

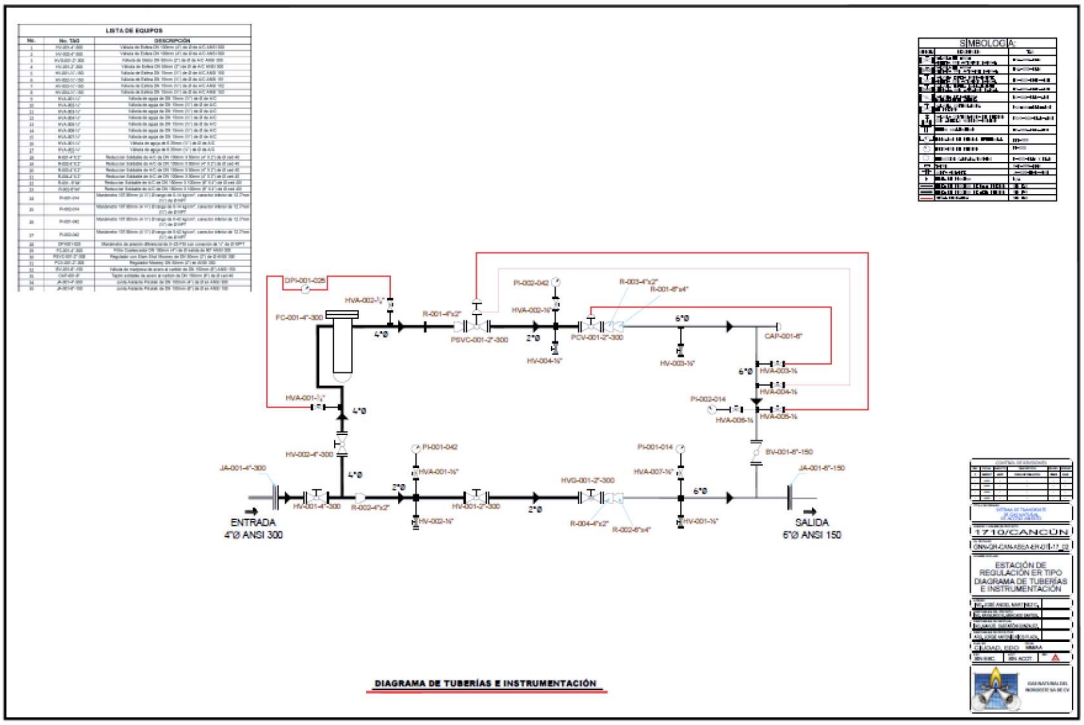


Figura 5.9. Diagrama de una Estación de Regulación, Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

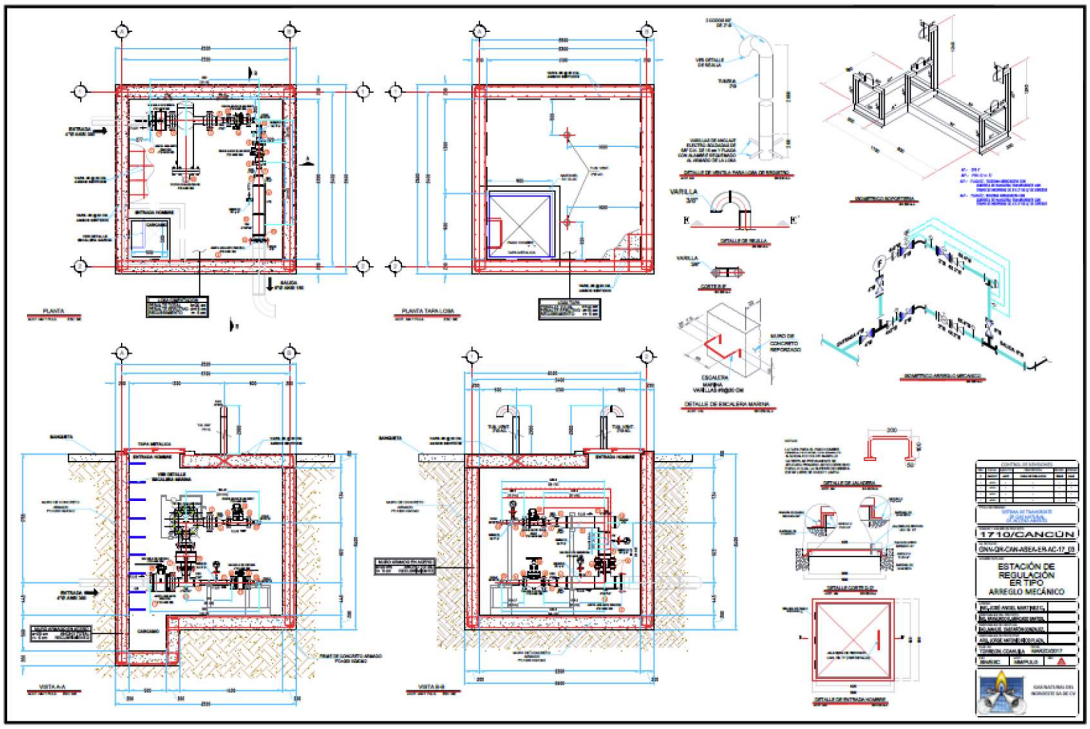


Figura 5.10. Diagrama de una Estación de Regulación en registro subterráneo tipo Arreglo Civil.

Estaciones de Regulación y Medición

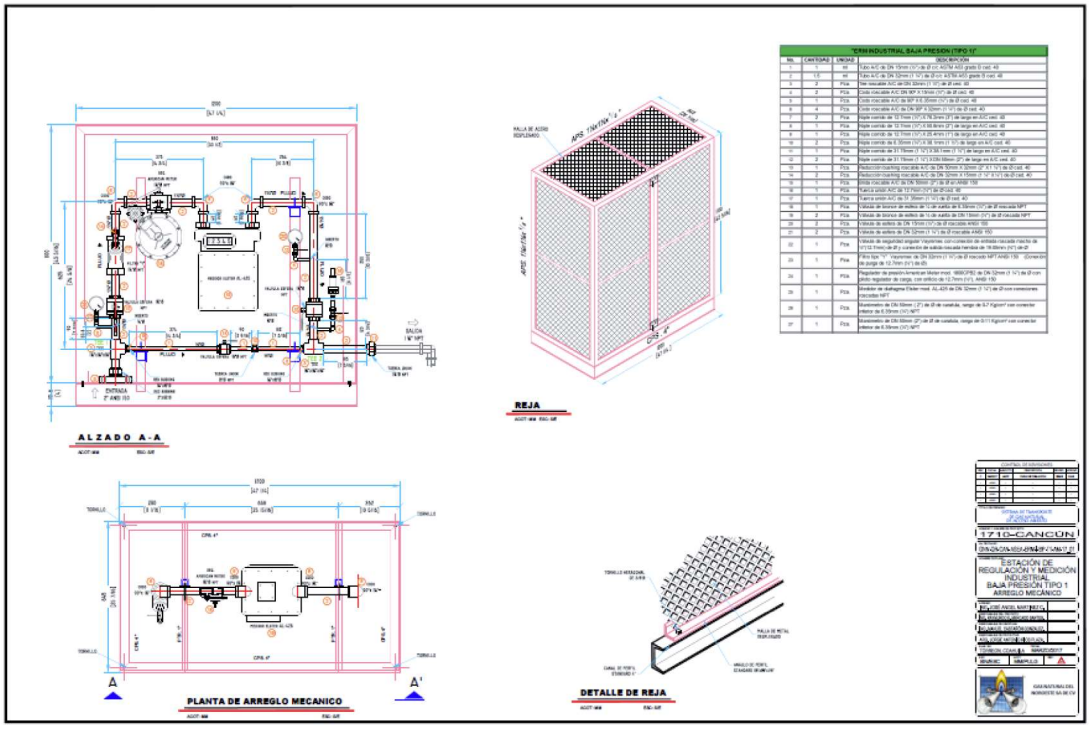


Figura 5.11. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 1 Arreglo Mecánico.

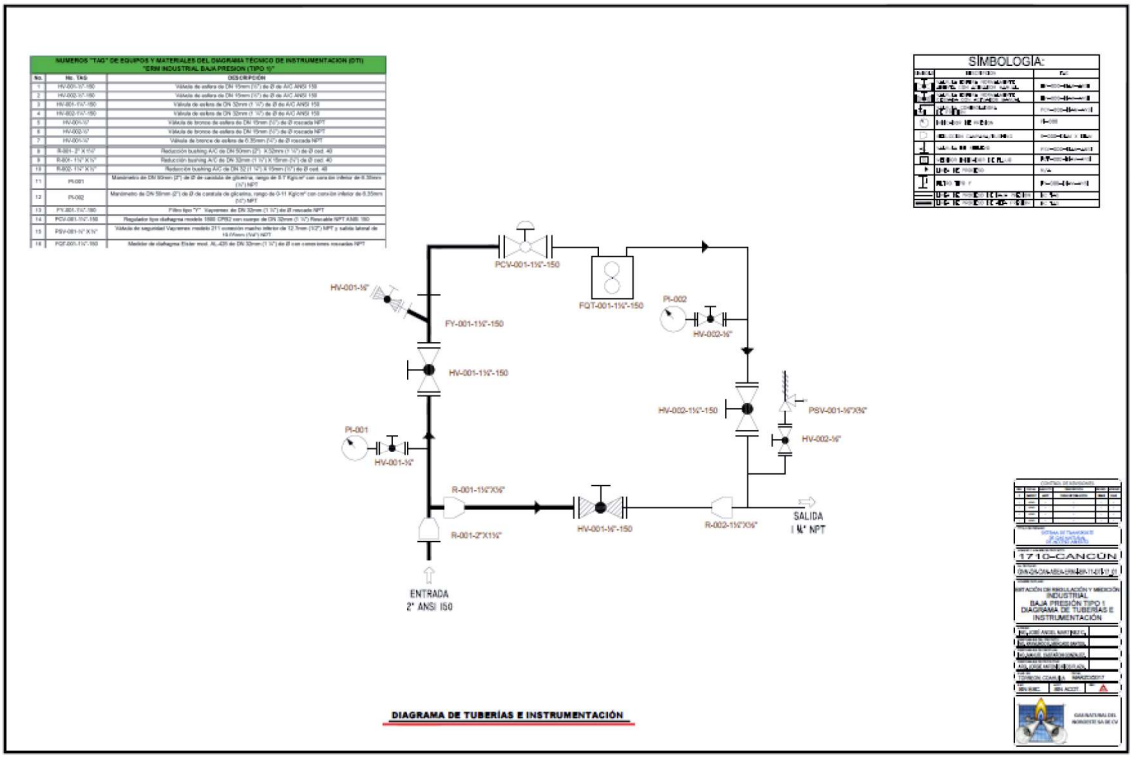


Figura 5.12. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 1 Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

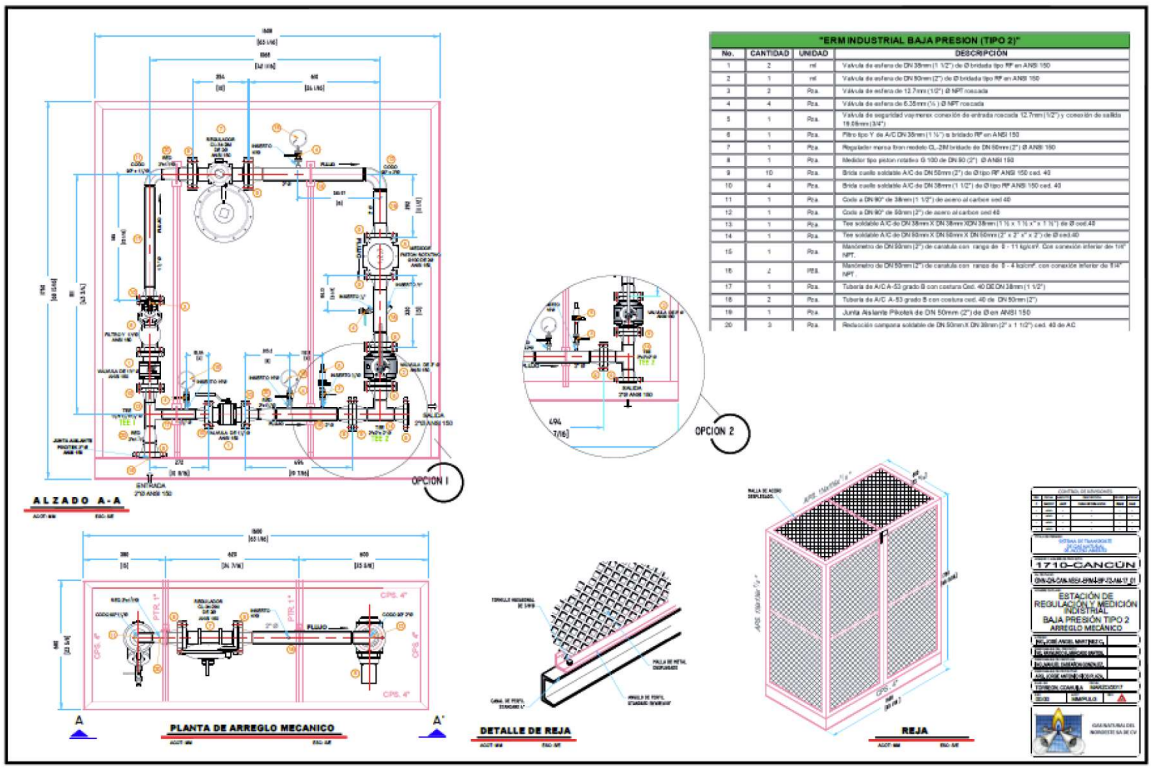


Figura 5.13. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 2 Arreglo Mecánico.

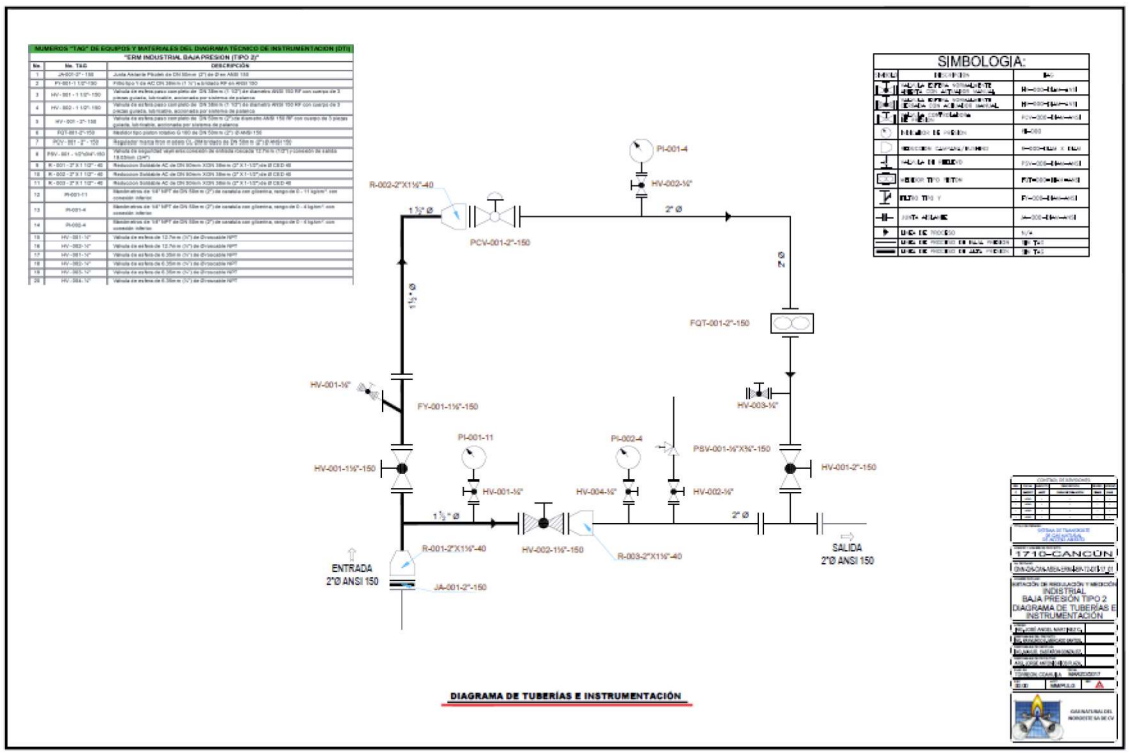


Figura 5.14. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 2, Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

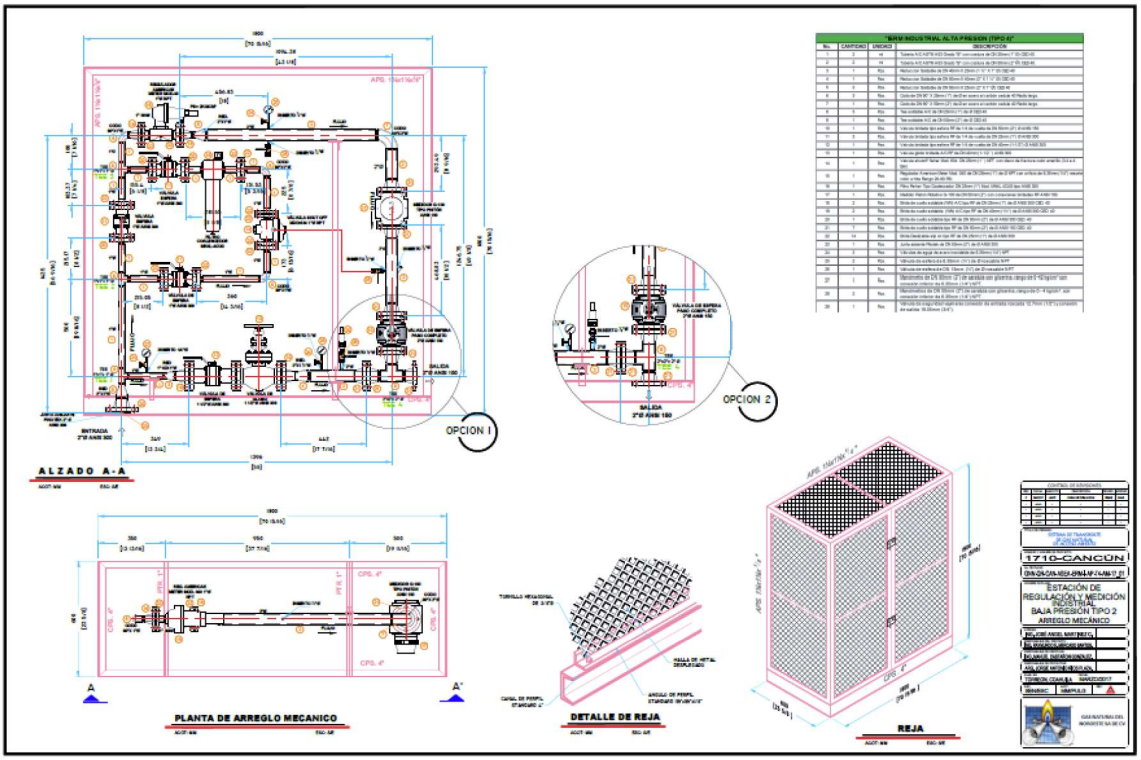


Figura 5.15. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 4, Arreglo Mecánico.

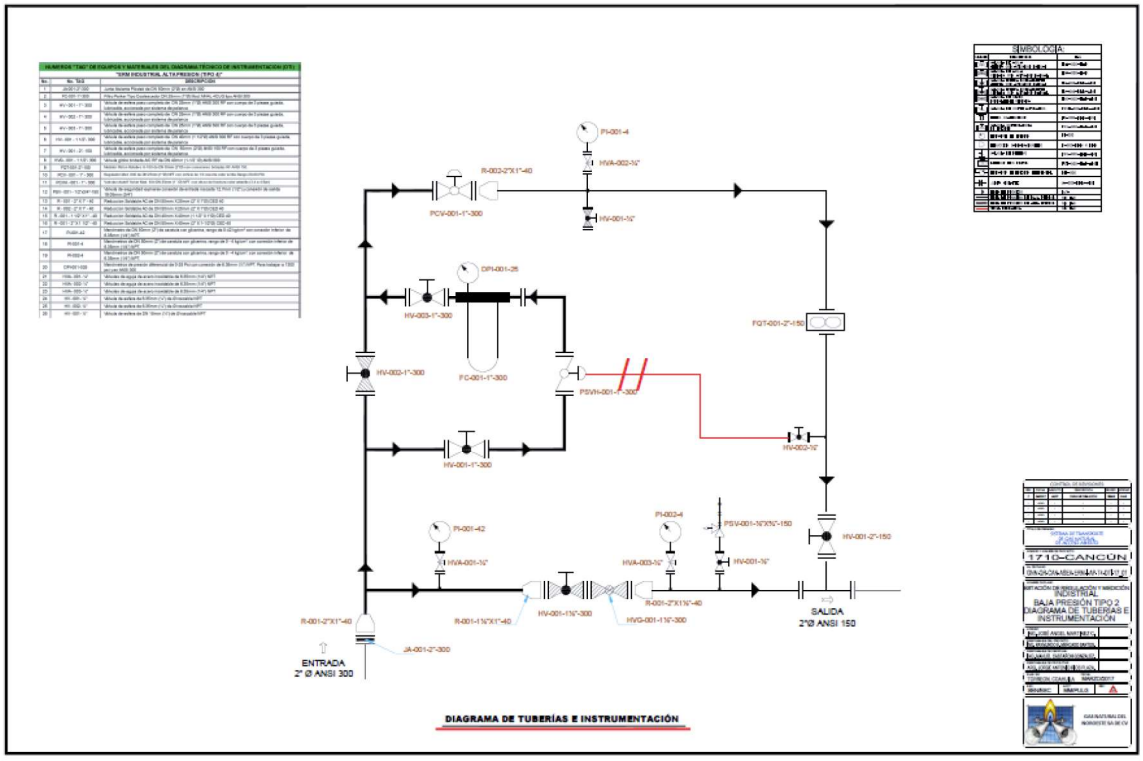


Figura 5.16. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 4 Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

V.3. Datos de seguridad (MSDS) de las sustancias y/o materiales peligrosos

Son dos las sustnacias peligrosas que se utilizarán en el proyecto, la principal es el gas natural, o gas metano, que es el energético que se bombeará en la tubería, y la otra es el Thinner, que es el solvente a utilizar para mezclar con la pintura que se usará para las instalaciones del sistema. Se presentan los datos principales de sus Hojas de Seguridad (HDS).

La sustancia química principal involucrada en el proceso en el sistema de distribución es el gas metano, que cuenta con su hoja de seguridad con los datos y propiedades físicas y químicas del gas. A continuación, se presenta un resumen con sus propiedades:

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GAS NATURAL

Nombre: Gas natural- Gas metano.

Familia química: Hidrocarburo parafínico.

Peso molecular: 16.042

Estado físico, color y olor: Gas incoloro, inodoro e insípido.

Punto de fusión (760 mm Hg): - 182.5^0 C

Punto de ebullición (760 mm Hg): - 161.5^0 C

Densidad crítica: 0.162

Densidad del vapor (760 mm Hg): 0.554

Densidad específica (aire= 1): 0.68

Kg/lt (65^0 C) L vapor / L líquido: 442

Temperatura de autoignición: Entre 537^0 C y 651^0 C

Volumen crítico: 0.098 m^3/kg/mol

Temperatura crítica: - 82.5^0 C

Calor específico: 1.308 Kcal/kg

Calor de fusión: 14 Kcal/kg

Calor de vaporización: 122 Kcal/kg

Presión crítica: 45.8 atm.

Solubilidad en agua: 0.4 – 20 microgramos/100cm^3

Punto de inflamación:537^0 C

Límite inferior de explosividad: 5.0 % gas en el aire

Límite superior de explosividad: 15.0 % gas en el aire

M^3 de aire para quemar 1 M^3 de gas: 9.53

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161ºC. Por razones de seguridad, se le añade mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO_2, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural. La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía.

El gas natural es más ligero que el aire y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Presenta además ventajas ecológicas ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles.

El gas natural deberá de evitarse su contacto con oxidantes fuertes como el flúor, cloro, pentafluoruro de plomo, Trifluoruro de cloro, heptafluoruro de yodo, dióxido de fluor, oxígeno líquido y tetrafluoruro de dioxigenilo, por su alta reactividad.

En el caso del gas natural, éste es calificado positivamente en dos de las características derivadas de un estudio CRETI (corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable), siendo explosivo e inflamable.

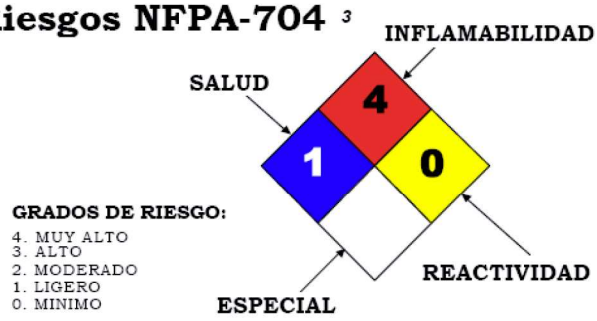
El gas natural es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira. En altas concentraciones puede producir asfixia. El gas natural no tiene clasificación de afectación crónica, teratogénica, carcinogénica o mutagénica.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD PARA SUSTANCIAS QUÍMICAS

GAS NATURAL

Números de identificación ONU: 1971 y 1972

Rombo de Clasificación de Riesgos NFPA-704 3



1. IDENTIFICACION DEL PRODUCTO

Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas No: HDSSQ-001

Nombre del Producto: Gas Natural

Nombre Químico: Metano

Familia Química: Hidrocarburos del Petróleo

Fórmula Molecular: Mezcla (CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8)

Sinónimos: Gas natural licuado, gas natural comprimido, gas de los pantanos, grisú, hidruro de metilo, Liquefied Natural Gas (LNG).

2. COMPOSICION E INFORMACION DE LOS COMPONENTES

MATERIAL	%	Número CAS (Chemical Abstracs Service)	LEP (Límite de Exposición Permisible)
Gas Natural (Metano)	88	74-82-8	Asfixiante Simple
Etano	9		
Propano	3		
Etil Mercaptano	17-28 ppm		Odorífico

El CAS del Etil Mercaptano es 75-08-01 y el ACGIH TLV: 0.5 ppm

3. IDENTIFICACION DE RIESGOS

HR: 3 = (HR = Clasificación de Riesgo, 1 = Bajo, 2 = Mediano, 3 = Alto).

El gas natural es más ligero que el aire (su densidad relativa es 0.61, aire = 1.0) y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Presenta además ventajas ecológicas ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles.

SITUACION DE EMERGENCIA

Gas altamente inflamable. Deberá mantenerse alejado de fuentes de ignición, chispas, flama y calor. Las conexiones eléctricas domésticas o carentes de clasificación son las fuentes de ignición más comunes.

Debe manejarse a la intemperie o en sitios abiertos a la atmósfera para conseguir la inmediata disipación de posibles fugas. Se deberá evitar el manejo del gas natural en espacios confinados ya que desplaza al oxígeno disponible para respirar. Su olor característico, por el odorífico utilizado, puede advertirnos de la presencia de gas en el ambiente; sin embargo, el sentido del olfato se perturba, a tal grado, que es incapaz de alertarnos cuando existan concentraciones potencialmente peligrosas.

EFECTOS POTENCIALES PARA LA SALUD

El gas natural no tiene color, sabor, ni olor, por lo que es necesario administrar un odorífico para advertir su presencia en caso de fuga.

4. PRIMEROS AUXILIOS

Ojos: El gas natural licuado puede salpicar a los ojos provocando un severo congelamiento del tejido, irritación, dolor y lagrimeo. Aplique, con mucho cuidado, agua tibia en el ojo afectado. Solicite atención médica. Deberá manejarse con precaución el gas natural cuando está comprimido ya que una fuga provocaría lesiones por la presión contenida en los cilindros.

Piel: Al salpicar el gas natural licuado sobre la piel provoca quemaduras por frío, similares al congelamiento. Mojar el área afectada con agua tibia o irrigar con agua corriente. No use agua caliente. Quítese los zapatos o la ropa impregnada. Solicite atención médica.

Inhalación: No deberá exponerse a altas concentraciones de gas, en caso de lesionados, aléjelos del área contaminada para que respiren aire fresco. Si la víctima no respira, inicie de inmediato resucitación cardiopulmonar. Si presenta dificultad para respirar, adminístrese oxígeno medicinal (solo personal calificado). Solicite atención médica inmediata. El gas natural es un asfixiante simple, que al mezclarse con el aire ambiente, desplaza al oxígeno y entonces se respira un aire deficiente en oxígeno. Los efectos de exposición prolongada pueden incluir dificultad para respirar, mareos, posibles náuseas y eventual inconsciencia.

Ingestión: La ingestión de este producto no es un riesgo normal.

5. RESPUESTA EN CASO DE FUGA

Fuga en Espacios Abiertos: Proceda a bloquear las válvulas que alimentan la fuga. El gas natural se disipará fácilmente. Tenga presente la dirección del viento.

Fuga en Espacios Cerrados: Elimine precavidamente fuentes de ignición y prevenga venteos para expulsar las probables fugas que pudieran quedar atrapadas.

6. PRECAUCIONES PARA EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Todo sistema donde se maneje gas natural debe construirse y mantenerse de acuerdo a especificaciones que aseguren la integridad mecánica y protección de daños físicos. En caso de fugar en un lugar confinado, el riesgo de incendio o explosión es muy alto.

Precauciones en el Manejo: Evite respirar altas concentraciones de gas natural. Procure la máxima ventilación para mantener las concentraciones de exposición por debajo de los límites recomendados. Nunca busque fugas con flama o cerillos. Utilice agua jabonosa o un detector electrónico de fugas.

7. CONTROLES CONTRA EXPOSICION Y PROTECCION PERSONAL

Controles de Ingeniería: Utilice sistemas de ventilación natural en áreas confinadas, donde existan posibilidades de que se acumulen mezclas inflamables. Observe las normas eléctricas aplicables para este tipo de instalaciones (NFPA-70, “Código Eléctrico Nacional”).

Equipo de Protección Personal.- Es obligatorio el uso del uniforme de trabajo durante toda la jornada:

- Casco; para la protección de la cabeza contra impactos, penetración, shock eléctrico y quemaduras.
- Lentes de seguridad; para protección frontal, lateral y superior de los ojos.
- Ropa de trabajo: Camisola manga larga y pantalón o coverall de algodón 100 % y guantes de cuero.
- Botas industriales de cuero con casquillo de protección y suela anti-derrapante a prueba de aceite y químicos.

Evite el contacto de la piel con metano en fase líquida ya que se provocarán quemaduras por congelamiento.

Protección Respiratoria: Utilizar líneas de aire comprimido con mascarilla, o aparatos auto contenidos para respiración (SCBA) ya que una mezcla aire + metano es deficiente en oxígeno y asfixiante para respirarlo. La mezcla puede ser explosiva, requiriéndose aquí, precauciones extremas, ya que al encuentra una fuente de ignición, explotará.

8. DISPOSICION DE LOS RESIDUOS

El gas natural no deja residuos.

9. INFORMACION SOBRE SU TRANSPORTACION

Nombre Comercial	Gas Natural
Identificación *DOT	1971 y 1972 (Organización de Naciones Unidas)
Clasificación de Riesgo *DOT	Clase 2; División 2.1
Leyenda en la etiqueta	**GAS INFLAMABLE**

*DOT: (Departamento de Transporte de los Estados Unidos).

1971 = Número asignado por ONU al gas natural.
1972 = Número para gas natural licuado o refrigerado
2 = Clasificación de Riesgo de DOT

10. INFORMACION ADICIONAL

Las instalaciones, equipos, tuberías y accesorios (mangueras, válvulas, conexiones, etc.) utilizados para el almacenamiento, manejo y transporte de gas natural deben diseñarse, fabricarse y construirse de acuerdo a las normas aplicables y mantenerse herméticos para evitar fugas.

El suministro de gas natural, para quemarse en las fuentes fijas, se hace a través de ductos subterráneos de transporte y distribución. Se suministra en diferentes rangos de presión (de 4 a 32 kgf/cm^2) y temperatura (de 8a 38 °C) a la industria y a las redes de distribución comercial y doméstica, donde se utiliza en:

a) Generación de energía eléctrica (termoeléctricas).

b) Generación de vapor.

c) Calentadores de fuego directo.

d) Turbo-maquinaria (turbo-compresores, turbo-bombas, turbo-sopladores).

e) Estaciones distribuidoras de gas natural para carburación de motores (tractores agrícolas, automotores, camiones, etc.). Se utilizan dos sistemas: gas natural comprimido (temperatura ambiente y presión máxima de 210 kgf/cm^2) y gas natural licuado a 6.3 kgf/cm^2 y temperatura de –140°C con tanques termo.

f) Usos domésticos y comerciales.

g) En la industria petroquímica se utiliza principalmente como materia prima para producir amoníaco, metanol, etileno, polietileno.

Se requiere que el personal que trabaja con gas natural sea entrenado apropiadamente en los procedimientos de manejo y operación, de acuerdo a las normas aplicables. La instalación y mantenimiento de los sistemas y recipientes debe realizarse por personas calificadas y entrenadas.

CARACTERÍSTICAS CRETI

ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad Química: Estable en condiciones normales de almacenamiento y manejo.

Condiciones a Evitar: Manténgalo alejado de fuentes de ignición y calor intenso ya que tiene un gran potencial de inflamabilidad, así como de oxidantes fuertes con los cuales reacciona violentamente (pentafloruro de bromo, trifloruro de cloro, cloro, flúor, heptafloruro de yodo, tetrafloroborato de dioxigenil, oxígeno líquido, ClO_2, NF_3, OF_2).

Productos Peligrosos de Descomposición: Los gases o humos que produce su combustión son: bióxido de carbono y monóxido de carbono (gas tóxico).

Peligros de Polimerización: No polimeriza.

INFORMACION TOXICOLOGICA

El gas natural es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira. En altas concentraciones pueden producir asfixia.

PELIGROS DE EXPLOSION E INCENDIO

El gas natural y las mezclas de éste con el aire ascenderán rápidamente a las capas superiores de la atmósfera; en ciertas concentraciones son explosivas. En una casa, habitación, o techumbre industrial, una fuga de gas natural asciende hacia el techo, y si ésta no tiene salida por la parte más alta, se quedará atrapada como se muestra en los dibujos (abajo), parte del gas sale por las ventanas y puertas hacia la atmósfera exterior, y otra parte se queda “atrapada” en la parte inferior del techo y en el momento en que se produzca alguna chispa (al energizar algún extractor, ventilador o el alumbrado) se producirá una violenta explosión.

Punto de Flash	– 222.0 °C
Temperatura de Auto ignición	650.0°C
Límites de Explosividad:	
Inferior	4.5 %
Superior	14.5 %

Punto de Flash: Una sustancia con punto de flash de 38 °C o menor se considera peligrosa; entre 38 °C y 93 °C, moderadamente inflamable; mayor a 93 °C la inflamabilidad es baja (combustible). El punto de flash del gas natural (– 222.0 °C) lo hace un compuesto

Mezcla de
- **Aire +**
- **Gas Natural**

Zonas A y B: En condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 4.5% y más de 14.5% de gas natural no explotarán, aún en presencia de una fuente de ignición, sin embargo, en condiciones prácticas, deberá desconfiarse de las mezclas cuyos contenidos se acerquen a la zona explosiva. En la Zona Explosiva solo se necesita una fuente de ignición para desencadenar un incendio o explosión.

Calibración de las alarmas en los detectores de mezclas explosivas:

Punto 1 = 20% del LIE.- Alarma visual y audible de presencia de gas en el ambiente.

Punto 2 = 60% del LIE.- Se deberán ejecutar acciones de bloqueo de válvulas, disparo de motores, etc., antes de llegar a la Zona Explosiva.

Zona Explosiva: Las mezclas del gas natural con aire en concentraciones entre 4.5 % y 14.5 % son explosivas, solo hará falta una fuente de ignición para que se desencadene una violenta explosión.

Extinción de Incendios: Polvo químico seco (púrpura K = bicarbonato de potasio, bicarbonato de sodio, fosfato monoamónico) bióxido de carbono y aspersión de agua para las áreas afectadas por el calor o circundantes. Apague el fuego bloqueando la fuente de fuga.

INFORMACION ECOLOGICA

El gas natural es un combustible limpio, los gases producto de la combustión, tienen escasos efectos adversos en la atmósfera. Sin embargo, las fugas de metano están consideradas dentro del grupo de Gases de Efecto Invernadero, causantes del fenómeno de calentamiento global de la atmósfera (con un potencial 21 veces mayor que el CO2). El gas natural no contiene ingredientes que destruyen la capa de ozono. Su combustión es más eficiente y limpia por lo que se considera un combustible ecológico que responde satisfactoriamente a los requerimientos del INE, SEMARNAP y la Secretaría de Energía, así como a la normatividad que entró en vigor a partir de 1998.

V.4. Condiciones de operación

V.4.1. Condiciones de operación del ducto

Condiciones Generales de Operación y Mantenimiento

El gasoducto operará a una presión máxima de 7 kg/cm^2 (99.4 Psi) en los 50,681 ML de la tubería de 12", 10" y 6" de ∅ de A.C. y las tuberías de Polietileno a una presión máxima de 4 kg/cm^2 (56.8 Psi) del gasoducto principal a temperatura ambiente.

La empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, será quien llevará a cabo las tareas de operación y mantenimiento del gasoducto. Esta empresa cuenta con muchos años de experiencia en la operación y mantenimiento de instalaciones de gas natural, cumpliendo con la normatividad nacional e internacional, a continuación, se describe brevemente los principales aspectos de estas operaciones:

Calidad del gas natural. La calidad del gas natural a transportar está considerada en el contrato con el proveedor del energético, bajo los parámetros de la NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural.

- Odorización. La odorización del gas está considerada para cumplimiento de la norma NOM-003-SECRE-2011 Apéndice I Odorización del gas natural.
- Procedimientos de operación y mantenimiento. La Comisión Reguladora de Energía es la entidad gubernamental que aprueba los procedimientos de operación y mantenimiento de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, durante el proceso de otorgamiento del permiso de transporte.
- Vigilancia y monitoreo de fugas. **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, cuenta con procedimientos de vigilancia y detección de fugas a través de revisiones periódicas y monitoreo a lo largo de sus gasoductos para detectar presencia de gas en el subsuelo y en instalaciones relacionadas.
- Válvulas y reguladores de presión. El proyecto contempla regulación e instalación de válvulas a lo largo del sistema, que asegura el control operativo de la red y el suministro conveniente a su cliente.
- Reparaciones y pruebas. El gasoducto que conforma la red de transporte está bajo procedimientos que asegura reparaciones eficientes y seguras, con su prueba previa a la puesta en operación.
- Servicios de emergencia. **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, cuenta con un centro de recepción de reportes de emergencia que opera los 365 días del año las 24 horas del día, para atender situaciones de reportes de fuga, alarma o emergencia, para la atención inmediata con cuadrillas de personal especializado.
- Capacitación y entrenamiento **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, tiene un programa de capacitación para todo su personal en actividades de operación, mantenimiento y seguridad.

- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, cuenta con un plan integral de seguridad y protección civil, que incluye la prevención de accidentes, programas de auxilio y recuperación y plan de emergencia.

Todo lo anterior debe ser constatado en su cumplimiento, por una Unidad de Verificación aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, anualmente.

Operación

Los manuales de operación y mantenimiento son preparados de acuerdo con las normas NOM-007-SECRE-2010 Transporte de gas natural, los códigos y estándares como API, ASME B31.8, en base a la parte 192 del título 49 del Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos de América, las leyes y regulaciones mexicanas han sido base para el diseño de gasoducto de gas natural de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** Estos manuales están disponibles desde el primer año de operación del sistema de transporte. Serán revisados anualmente y modificados y corregidos con base a los principios de ingeniería y experiencia. El conocimiento del ramal permitirá en el futuro, mejorar consideraciones y condiciones de operación en el sistema, avances tecnológicos serán también considerados para su aplicación.

Emergencias en el gasoducto y estación de regulación y medición de gas natural

Procedimientos de emergencia son establecidos para operación segura del ramal y paro total del sistema y/o estación de regulación y medición de gas natural. También para la seguridad e integridad del personal tanto en el sitio de emergencia como en los alrededores y el entorno ecológico, en caso de falla del sistema o cualquier otra situación de emergencia. Estos procedimientos incluyen:

- Procedimientos de notificación.
- Para movilización de personal que tenga instrucción directa y maneje las situaciones de emergencia. Esto incluye notificación al personal adecuado de la compañía y a las autoridades locales (si procede) como policía, bomberos y hospitales.

Guías de seguridad para el personal

Aquí se incluyen procedimientos para asegurar el sitio de la emergencia y evaluación, procedimientos para la estación de gas y otros lugares de trabajo o de comunidades cercanas.

Procedimientos de identificación y aislamiento

Para identificar el origen del peligro, aislar la zona lo más pronto posible y minimizar los daños lo más que se pueda.

Procedimientos de restauración y reparación

Para ofrecer guía en la agilización de las reparaciones de las instalaciones, así como los servicios de orden crítico que deberán ser reparados con prioridad, y/o la restitución del entorno que requiera reparación con la mayor rapidez.

Responsabilidad con el gasoducto de interconexión o tuberías adyacentes

Procedimientos que son establecidos en conjunto con otras tuberías adyacentes o el sistema de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., donde interconectaremos nuestro sistema de transporte, para aislarlos del peligro y/o para mantenerlos en servicio en caso de emergencia.

Prevención y control de la contaminación

Medidas de control y prevención de la contaminación serán establecidas para minimizar el efecto de la construcción de la ampliación y en la operación del sistema de distribución de gas natural. Temas de consideración en estos procedimientos incluirán lo siguiente:

La fase de construcción del nuevo gasoducto es analizada y se establecen los posibles impactos al medio durante las actividades de preparación del sitio, excavaciones, tendido de tuberías, soldado, depósito en zanja y cubierta de tuberías, definiendo su magnitud y presencia en cada fase del programa de instalación. Derivado de lo anterior se presentan las medidas preventivas y de mitigación para reducir su magnitud y se declaran los indicadores de seguimiento para asegurar su éxito, lo anterior en el estudio de Manifestación de Impacto Ambiental generado para este proyecto.

Durante la operación y mantenimiento del proyecto, el posible impacto al medio ambiente es mínimo, resultando ser el más riesgoso las posibles fugas del gas con sus consecuencias de afectación por incendio o explosión.

Detección de fugas

Procedimientos que son incluidos en el manual informan el método de detección por medio de explosímetro, donde personal calificado efectúa recorridos frecuentes sobre el derecho de vía, siguiendo la trayectoria del ramal y usando el equipo de detección, estos procedimientos tienen lo siguiente en consideración:

- Áreas de densa población deben ser inspeccionadas con mayor frecuencia.
- Caminos más frecuentados, cruzamientos y válvulas serán inspeccionadas en forma regular.
- Las estaciones de medición y regulación serán detectadas con mayor frecuencia.
- Otras áreas urbanas y no pobladas pueden ser inspeccionadas con menor frecuencia.

Identificación de instalaciones, señalización y facilidades

Procedimientos de diseño y adecuación de simbología y señalización que permiten identificar y localizar la tubería, son implementados con la finalidad de reducir probabilidad de siniestro o

daños ocasionados por terceros a las instalaciones del sistema de transporte. Estos procedimientos consideran lo siguiente:

Diseño de letreros de identificación

Aquí se toma en cuenta el incluir toda la información pertinente que tenga relación con números de emergencia, autoridades o áreas a quien informar, enunciados indicando la presencia de tubería de gas a presión enterrada para evitar excavaciones y alguna otra información relacionada a la seguridad, identificación, información de la presencia del tubo y localización.

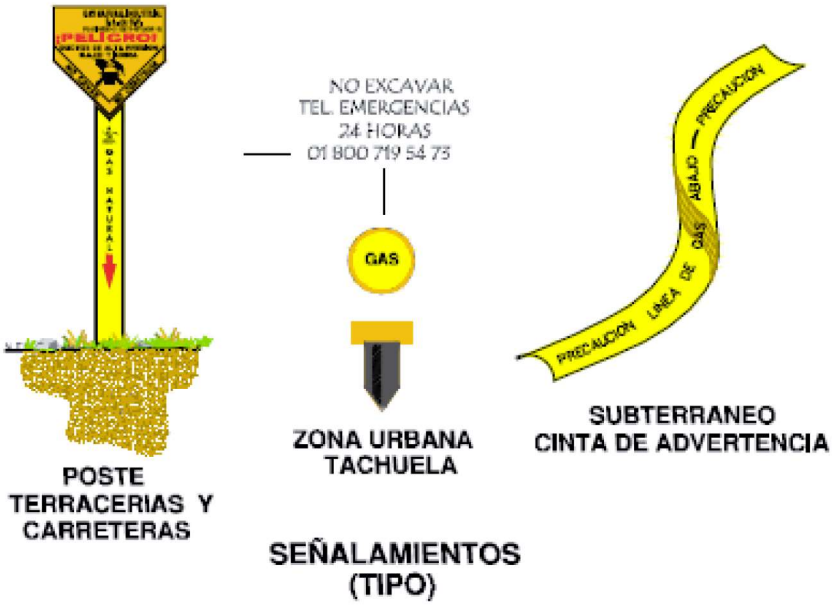


Figura 5.17. Letreros de identificación para prevención de riesgos.

Localización de letreros y anuncios

Los avisos son colocados a lo largo de la trayectoria del sistema de transporte, sobre el derecho de vía y lo más visible que sea posible, considerando las zonas estratégicas conforme a continuación se indica:

- Caminos, carreteras y cruzamientos del derecho de vía.
- Corredores de servicio.
- Zonas de urbanización probable.
- Actividades de construcción.
- Sistemas de drenaje.
- Sistemas de irrigación.

- Cruzamiento de mantos acuíferos.
- Cruzamientos aéreos.
- Otros de ser necesario.

Montaje de anuncios y letreros

Los postes y signos son inspeccionados periódicamente para asegurar con mantenimiento que sean siempre visibles y legibles, debiendo localizarse conforme a lo establecido en el diseño de colocación.

Inspección y mantenimiento del derecho de vía

Patrullaje de la trayectoria de la tubería. La tubería es recorrida periódicamente para la observación de condiciones anormales de la superficie del derecho de vía y terrenos adyacentes, indicación de las fugas, actividades de construcción propias y ajenas en la zona, y otras condiciones que pudiesen afectar la operación de seguridad del sistema, con los reportes se podrán tomar las medidas que se consideren necesarias. Se tiene atención particular con lo siguiente:

- Actividades de construcción.
- Operaciones de riesgo en la zona.
- Erosión del terreno.
- Actividades sísmicas.
- Cruzamientos de lechos acuíferos.
- Accidentes vehiculares en los caminos donde se ha tomado el derecho de vía.

La frecuencia de Patrullaje es determinada considerando los siguientes factores:

Presión de operación:

- Dimensiones de las tuberías.
- Densidad de la población.
- Características del terreno.
- Clima.

Control de la vegetación

Son provistos procedimientos que permitan tranquilidad, para controlar la vegetación en el derecho de vía. Esto incluirá todo lo relacionado a mantenimiento de la resistividad del terreno y verificación de que exista clara visibilidad desde el aire y tierra del derecho de vía y trayectoria del ramal, así como la facilidad de acceso para las cuadrillas de mantenimiento.

Control de la erosión

Las técnicas de control de la erosión son muy variadas y van de acuerdo a las características geológicas y vegetación de la zona. Leyes y regulaciones del medio ambiente son también factores a considerarse. Los procedimientos proveen guías al personal para aplicar el control de la erosión y técnicas de reparación del terreno.

Mantenimiento de cruzamientos

Son provistas instrucciones de inspección y mantenimiento de los cruzamientos de la tubería para:

- Servicios principales
- Servicios alternos
- Atención inmediata a eliminar interferencias eléctricas, mecánicas o de cualquier otra índole.

Otras tuberías y conductores o cables

Interferencias entre el sistema de protección catódica y otras tuberías y cables deberán revisarse periódicamente para asegurar la efectividad y correcto funcionamiento del sistema de protección catódica.

Cruzamientos profundos

Aquí se pone especial interés en la inspección periódica para verificar que el terreno se encuentre en condiciones óptimas, evitar la acumulación de residuos de cualquier índole y cualquier otra situación que pudiese afectar la integridad y seguridad del cruzamiento.

Cruzamientos temporales

Cuando se requiera cruzamientos temporales serán efectuados con la finalidad de proteger la tubería de daños posibles por el paso de vehículos pesados que la crucen.

Instrucciones serán provistas para el diseño de diferentes cruzamientos temporales, como cruces carreteros, cruces de cauces hídricos, cruces de vialidades en zona urbana, o cruces de vías de FFCC.

Válvulas de Seccionamiento

El sistema de gas natural cuenta con diversas válvulas de seccionamiento: En cada punta del gasoducto se considera una válvula de bloqueo con brida ciega y en cada intersección que se dispone para clientes que utilizarán gas natural para sus instalaciones. Esta disposición de válvulas obedece principalmente a las necesidades operativas del sistema, los espaciamientos entre éstas son requerimientos establecidos por la norma.

La operación de los gasoductos es continua y permanente, ajustándose los flujos a los requerimientos del energético de sus asociados en el área.

El sistema de transporte de gas natural cuenta con tubería del ramal principal de 10" y 6" de ∅ de A.C. que cuenta con 9 Estaciones de Regulación (ER) y 6 Válvulas de seccionamiento (V.)S., a lo largo de los 50.6 km de longitud del gasoducto .

OTROS INSUMOS

Sustancias no peligrosas

A continuación, se menciona el equipo y sustancias no peligrosas a utilizar durante la etapa de operación y mantenimiento del ducto.

Tabla 5.11.- Equipo y sustancias no peligrosas a usar.

MATERIAS PRIMAS	CONSUMO	UNIDADES	ESTADO FÍSICO
Tuberías	198.180	Km	Sólido
Valvulas de seccionamiento	28	pzas	Sólido
Filtros	2	pzas	Sólido
Sistemas de medición de flujos y presiones ER's	19	pzas	Sólido
Válvulas de seguridad	2	pzas	Sólido
Manómetros	60	pzas	Sólido

Sustancias peligrosas

A continuación, se menciona el material y sustancias peligrosas a utilizar durante la etapa de operación y mantenimiento del ducto.

Tabla 5.12.- Material y sustancias peligrosas a utilizar.

MATERIAS PRIMAS	NÓMBRE TÉCNICO	CONSUMO	UNIDADES	ESTADO FÍSICO	CARACTERÍSTICA CRETI
Gas natural (Capacidad del sistema)	Metano	**22,333**	m^3/h	Gaseoso	I, E
Pinturas	Esmalte	10	L/año	Líquido	T, I
Solventes	Thinner	10	L./año	Líquido	T, I
Aceites	Lubricantes	5	L./mes	Líquido	T
Estopa contaminada	Estopa	30	Kg./mes	Sólido	T, I

Brochas	Brochas	10	Pzas/año	Sólido	T, I

* Característica CRETIB: **C** = Corrosivo, **R** = Reactivo, **E** = Explosivo, **T** = Tóxico, **I** = Inflamable, **B** = Biológico infeccioso.

Los materiales sobrantes se depositarán en el almacén de Sustancias y Residuos Peligrosos, a construirse en las oficinas temporales de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, que serán ubicadas en la zona de la obra en la ciudad de Cancún, Quintana Roo.

Generación, manejo y disposición de residuos sólidos, líquidos y emisiones a la atmósfera

El proyecto, durante su operación, no generará residuos derivados del transporte de hidrocarburos, debido a que la operación del sistema no contempla el purgado. Durante el mantenimiento del gasoducto, puede generarse una pequeña cantidad de residuos peligrosos, principalmente latas de pinturas vacías, estopas impregnadas con grasa o solvente, etc. Por este motivo **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** se registrará como microgenerador de residuos peligrosos, contando con un área de almacenamiento temporal en sus oficinas de obra que serán ubicadas en la ciudad de Cancún, Quintana Roo, conforme al artículo 83 del Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.

De la misma manera, en las labores de construcción de este nuevo gasoducto se generará una pequeña cantidad de residuos no peligrosos, mismos que se dispondrán en el relleno sanitario municipal más cercano, según el sitio del gasoducto en que se esté trabajando conforme al avance de obra, para lo cual el residente de obra se encargará de ir gestionando con tiempo el contrato o la forma de relación con estas dependencias para resolver el problema de los residuos, sin contaminar el entorno.

De manera general, puede afirmarse que no se generaran emisiones a la atmósfera de manera constante ni conducida. Las únicas emisiones que pueden generarse son emisiones fugitivas originadas por una posible fuga de gas natural.

Infraestructura para el manejo y la disposición adecuada de los residuos

Los residuos generados en los sitios de labores serán transportados diariamente por el personal de mantenimiento a las oficinas de obra temporales de la empresa, donde se depositarán en el área para el almacenamiento temporal de los residuos peligrosos, como ya se ha descrito, conforme al artículo 83 del Reglamento de la LGPGIR.

Para la disposición final de los residuos del actual proyecto y de su operación y mantenimiento se buscará y contratará a una empresa regional autorizada ante la SEMARNAT para que pase por los residuos a las oficinas temporales de la empresa. Se les llamará una vez que se haya acumulado suficiente cantidad para llevárselos y depositarlos en un confinamiento registrado, anotando todo en bitácora ambiental.

Pruebas de verificación

Las verificaciones realizadas por las Unidades de Verificación, contemplan el diseño, los materiales y equipos, la construcción y pruebas, la operación, el mantenimiento y la seguridad de la tubería de transportación de gas natural.

La obligatoriedad de la realización de verificaciones a cumplimientos de la normatividad que aplica a las redes de transporte de hidrocarburos (gasoducto), emana del título de permiso con que cuenta el distribuidor otorgado por la Comisión Reguladora de Energía. En dicho título se obliga al distribuidor a la inspección y verificación de sus actividades de operación y mantenimiento a través de una Unidad de Verificación acreditada, y de la misma forma todas las adiciones, cambios o reposiciones de la red deben de contar con un dictamen de una Unidad de Verificación acreditada, previo a la puesta en operación de cada modificación a la instalación.

La revisión sobre el diseño abarca la memoria de cálculo del proyecto, la determinación de espesores y diámetros de tubería en función de los niveles de presión de la estación y las caídas de presión a demanda máxima.

La verificación de materiales y equipos utilizados comprueba que éstos sean aprobados por las normas y se ratifica que sus especificaciones concuerden con las condiciones a que estarán sometidos durante la operación del sistema.

Durante la construcción, la verificación abarca la vigilancia de los requisitos estipulados en el diseño, el cumplimiento de profundidades, cruces especiales, radiografiado, etc., y la realización de todas las pruebas que las propias normas aplicables estipulan en esta fase.

Pruebas de hermeticidad

La norma NOM-007-SECRE-2010 contempla las pruebas y establece los criterios a los que debe someterse el gasoducto antes de iniciar su operación:

Todos los ductos nuevos deben someterse a una prueba hermética para comprobar su integridad. El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba debe incluir: bomba o compresor, filtro para asegurar una prueba limpia, instrumentos de medición, válvula de alivio y equipo para presurizar el ducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y el valor de la presión para la prueba debe ser de 1,5 veces la máxima presión de operación.

Deben recabarse dos ejemplares de la constancia de las pruebas certificadas por los representantes de la residencia de construcción y de la rama operativa.

La prueba se debe efectuar al sistema completo, en caso de que por las características y complejidad del sistema se puede efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo.

Las pruebas de presión deben realizarse tanto en el sistema completo de ductos como en tramos y componentes terminados del sistema.

Todos los dispositivos de seguridad como limitadores de presión, válvulas de relevo, reguladores de presión y equipo de control, deben ser calibrados para corroborar que están en buenas condiciones mecánicas, capacidad adecuada, efectividad, confiabilidad de operación para el servicio a que se destinan, funcionamiento a la presión correcta. En caso de que algún dispositivo no cumpla, se debe reemplazar por otro que satisfaga todos estos requerimientos.

Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se deben hacer todas las conexiones necesarias para eliminar el medio de prueba. Durante la vida útil del sistema o parte del sistema de tubería, se deben conservar registros de las pruebas realizadas.

Pruebas no destructivas

Las pruebas no destructivas a realizar en el ducto de acero obedecen a la realización de la inspección de las juntas en la tubería mediante soldadura, la norma NOM-007-SECRE-2010 dicta la calificación y certificación de los procedimientos de soldadura:

El procedimiento que se utilice para la operación de soldadura en el ducto debe ser calificado y certificado, mediante pruebas destructivas y no destructivas, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas para la tubería y accesorios.

Otras pruebas

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., también contempla otras pruebas a realizar al gasoducto previo a la puesta en operación del sistema, dichas actividades involucran acciones de limpieza y soplado de las tuberías, con la finalidad de desplazar materiales extraños que pudieran obstaculizar equipos o accesorios del sistema. Adicionalmente se establece el monitoreo de fugas en la entrada en operación y la comprobación de los potenciales eléctricos de la protección anticorrosiva.

V.4.2. Características de la instrumentación y control

Estaciones de Regulación

MEMORIA DE CÁLCULO ER TIPO

1. MEMORIA TÉCNICO DESCRIPTIVA DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN (ER).

Las consideraciones para el diseño de la estación están basadas en la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural.

Aunado a lo anterior se menciona que el desarrollo del diseño de esta estación de regulación, se consideraron varios factores de seguridad primordiales para la operatividad de la misma los cuales por mencionar algunos son:

Porcentaje excedente por seguridad en el espesor de las tuberías de acero, factores de diseño de clase 4 que son los más estrictos, 4 pasos redundantes de seguridad en la instrumentación en

cascada de los reguladores en arreglo working – monitor con slam shut, válvulas de bloqueo y disparo, juntas dieléctricas y recubrimientos epóxicos para evitar la corrosión.

1.1 OBJETIVO DE LA ER (ESTACIÓN DE REGULACIÓN)

Brindar el servicio de recepción, acondicionamiento y regulación de la presión de gas natural de manera confiable y segura para cualquier condición de uso del combustible cumpliendo con la presión requerida.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN

Se inicia con la instalación de una válvula de esfera de DN 100 mm (4" de Ø) de cuerpo bridado en ANSI 300, la cual está unida a una derivación del gasoducto principal a una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, entre la válvula y la brida lleva una junta aislante pikotek de DN 100 mm (4" de Ø) en ANSI 300 para proteger a la estación eléctricamente; aguas abajo de la válvula se encuentra con una brida cuello soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) de tipo RF en ANSI 300 ced. 40, la cual se suelda a una tee soldable de acero al carbón de DN 100 mm X 100mm X 100 mm (4" × 4" × 4" de Ø) ced. 40 por un extremo recto lateral a la cual llamaremos **TEE 1**, en la que por su extremo recto lateral restante se deriva el "By Pass" (desvío) general que se describirá más adelante.

Por el extremo central de la TEE 1 estando en posición horizontal y apuntando hacia arriba, se suelda un pequeño carrete de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) ced. 40 en posición vertical, al cual le continúa una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, posteriormente se tiene una válvula de esfera de DN 100 mm (4" de Ø) de cuerpo bridado en ANSI 300 accionada por palanca, unida a otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) tipo RF en ANSI 300, seguido se coloca un filtro coalescedor modelo FF4-801-300ESP90 con elemento filtrante FCG-153-432 en posición horizontal cuya entrada y salida forman un ángulo en 90º, la entrada en la parte inferior bridada tipo RF de DN 100 mm (4" de Ø) en ANSI 300, y salida lateral bridada tipo RF de DN 100 mm (4" de Ø) en ANSI 300, que se conecta a una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, que se une a una reducción soldable de acero al carbón de DN 100 mm X 50 mm (4" × 2" de Ø) ced. 40. Enseguida de la reducción se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, luego un regulador con slam shut Mooney modelo SG-17 de cuerpo bridado de DN 50 mm (2" de Ø) en ANSI 300, al cual le continúa una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, seguida de un codo de acero al carbón en DN 90° X 50 mm (90º × 2" de Ø) ced. 40, inmediatamente del codo le sigue un carrete de de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) ced. 40 en el cual se encuentran dos insertos de 12.7 mm (½" de Ø), el primero con posición vertical, se le instala una válvula de aguja roscada de 12.7 mm (½" de Ø) y un manómetro con carátula de DN 80 mm (3" de Ø) de rango 0-14 Kg/cm², el segundo inserto en posición horizontal, perpendicular al primero se le instala una válvula de esfera roscada de 12.7 mm (½" de Ø) de paso completo con ¼ de vuelta, aguas abajo del carrete se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40,

seguida de un Regulador Mooney Mod. FG-30 de cuerpo bridado tipo RF de DN 50 mm (2" de Ø) en ANSI 300, posteriormente se tiene otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, seguida por dos reducciones soldables de acero al carbón en ced. 40, la primera de DN 100 mm X 50 mm (4" × 2" de Ø) y la segunda de DN 150 mm X 100 mm (6" × 4" de Ø), seguidas de un carrete de tubería de acero al carbón de DN 100 mm (6" de Ø) en ced. 40, en el cual se coloca un inserto de 12.7 mm (½" de Ø) donde se le instala una válvula de esfera roscada de 12.7 mm (½" de Ø) de paso completo con ¼ de vuelta, para el desfogue.

Enseguida del carrete, se le suelda en sentido del flujo una tee de acero al carbón de DN 150 mm X 150 mm X 150 mm (6" × 6" × 6" de Ø) en ced. 40 por un extremo recto lateral a la cual llamaremos **TEE 2**, y por su extremo recto lateral restante se le suelda un tapón soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) ced. 40, y por su extremo centro apuntando hacia abajo se continua en posición vertical un carrete de tubería de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) ced. 40, en el cual se encuentran 4 insertos de 12.7 mm (½" de Ø), los tres primeros insertos conectan las señales neumáticas de los reguladores, y el cuarto inserto perpendicular a los tres anteriores, se le instala una válvula de aguja roscada de 12.7 mm (½" de Ø) seguida de un manómetro indicador de presión con carátula de DN 80 mm (3" de Ø) de rango 0-14 Kg/cm².

Posteriormente, al carrete de tubería se le suelda una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) tipo RF en ANSI 150 ced. 40 seguida de una válvula de mariposa de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) en ANSI 150 accionada por palanca, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) tipo RF en ANSI 150 ced. 40, la cual se une a una tee soldable de acero al carbón de DN 150 mm X 150 mm X 150 mm (6" × 6" × 6" de Ø) ced. 40, por su extremo central, a la cual llamaremos **TEE 3**.

Regresando a la **TEE 1**, por su extremo recto lateral restante en posición horizontal se deriva el By Pass general que se describe a continuación; seguido de la **TEE1** se coloca una reducción soldable de acero al carbón de DN 100 mm X 50 mm (4" × 2" de Ø) ced. 40, seguido de un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) en ced. 40, al cual se le sueldan dos insertos de 12.7 mm (½" de Ø), donde al primero de ellos se le instala una válvula de aguja roscada de 12.7 mm (½" de Ø) y un manómetro indicador de presión con carátula de DN 80 mm (3" de Ø) de rango de 0 – 35 Kg/cm², y al segundo inserto perpendicular al primero se le coloca una válvula de esfera roscada de 12.7 mm (½" de Ø) de paso completo con ¼ de vuelta, para el desfogue; siguiendo con el carrete le continua una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, después de la brida se encuentra una válvula de esfera de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø), cuerpo bridado, de paso completo en ANSI 300 y accionada por palanca, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, a la que inmediatamente se le suelda a un codo de acero al carbón en DN 90° X 50 mm (90º × 2" de Ø) de ced. 40, continuando con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) ced. 40, el cual se suelda a una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, después se encuentra una válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) de cuerpo bridado en ANSI 300 accionada por volante, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 ced. 40, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de

DN 100 mm X 50 mm (4" × 2" de Ø) ced. 40, seguida de otra reducción soldable de acero al carbón de 150 mm X 100 mm (6" × 4" de Ø) ced. 40, continuando con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) ced. 40 en el cual se sueldan dos insertos de 12.7 mm (½" de Ø). Al primero de ellos se le instala una válvula de aguja de 12.7 mm (½" de Ø) y un manómetro indicador de presión con carátula de DN 80 mm (3" de Ø) de rango de 0-14 Kg/cm², el segundo inserto perpendicular al primero se le instala una válvula de esfera de 12.7 mm (½" de Ø) de paso completo con ¼ de vuelta para el desfogue. Aguas abajo del carrete de tubería se une con un extremo recto lateral de la **TEE 3** antes descrita, y por su extremo recto lateral restante en posición horizontal se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6" de Ø) tipo RF en ANSI 150 ced. 40 la cual da salida al flujo del gas natural.

1.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN (ER).

1.3.1. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN.

- Recepción de gas proveniente del gasoducto de una manera confiable y segura.
- Acondicionamiento del gas, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión del gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ESTACIÓN DE REGULACIÓN para cualquier condición de uso del combustible.

1.3.2. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN (ER):

- Dos Válvulas de esfera de paso completo en acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por palanca, de tres piezas, guiada, lubricable.
- Filtro Coalescente de DN 100 mm (4" de Ø) de 90° en ANSI 300 marca IEFSA: Modelo FF4-108-300ESP90 elemento filtrante FCG-153-432, con estampado ASME.
- Regulador con Slam Shut Mooney Bridado RF de DN 50 mm (2" de Ø) en ANSI 300, Mod. SG-30, con platos al 35%, 50%, 75% y 100% ranurados, diafragma 75 durometer, filtro tipo 30, controladores tipo B serie 50D (Función Dual), con resortes para corte por alta presión color purpura, rango 90 - 175 PSI y corte por baja presión color azul, rango 40 - 90 PSI, para proteger la instalación por eventos que pueden ocasionar una condición insegura corriente abajo de la ER.
- Regulador Mooney Bridado RF de DN 50 mm (2" de Ø) en ANSI 300 Modelo FG-30 con platos ranurados al 35%, 50%, 75% y 100% de la capacidad del regulador.
- Válvula de esfera de paso completo en acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por palanca, de tres piezas, guiada, lubricable.
- Válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por volante.
- Válvula de mariposa de acero al carbón de DN 150 mm (6" ANSI 150) accionada por palanca.

1.3.3. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ER.

El gas natural entrará a la ER por medio de un tubo de DN 100 mm (4" de Ø) que va soldado a una brida de DN 100 mm (4" de Ø), la cual va unida a una válvula de esfera de paso completo de DN 100 mm (4" de Ø), entre esta brida y la válvula se encuentra una junta aislante para proteger a le estación eléctricamente.

Aguas abajo de la válvula se llega a una tee por la cual puede fluir el gas por dos secciones diferentes, hacia el tren de filtración y regulación y hacia el "by pass" (desvío) general. Continuando en posición vertical hacia arriba, se filtrará el gas mediante un filtro coalescedor de DN 100 mm (4" de Ø) en 90º, para lograr la filtración adecuada en la operación de los equipos delicados como los pilotos de los reguladores. El filtro coalescente con conexiones de DN 100 mm (4" de Ø) a la entrada y a la salida, utilizará cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y liquidas 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. Y se cuenta con un manómetro de presión diferencial instalado en el filtro, para monitorear las condiciones de operación del filtro coalescente, se cuenta además antes del sistema de filtración un manómetro de presión para poder indicar la presión de entrada de gas de la ER.

Aguas abajo de este filtro se encuentra el primer regulador con válvulas de corte automático (slam shut) para corte en alta y baja presión (regulador monitor), operado con un piloto, el cual es utilizado para vigilar el desempeño del regulador trabajador operado por un piloto, para que en caso de falla de éste, el regulador monitor tome el control total de la presión de operación. Enseguida se encuentra el regulador trabajador operado por un piloto cuya función es la regulación del sistema para entregar el gas a la presión requerida a la salida de la estación.

El Regulador con válvulas de corte automático esta calibrado para corte por alta presión a 9 Kg/cm² (128 Psi), y corte por baja presión calibrado a 4.5 Kg/cm² (64 Psi), y el piloto de este regulador calibrado a 7.5 Kg/cm² (106.68 Psi), posterior al slam shut se continua con un Regulador el cual estará en operación regulando a 7 Kg/cm² (99.56 Psi).

Es decir que su funcionamiento será como se describe a continuación, si en fase de regulación llegara a fallar el regulador y/o trabajador, el regulador No. 1 tomará el control de la presión con el piloto del regulador monitor; La regulación se seguirá realizando en una sola fase con el regulador 1 bajando la presión a 7.5 Kg/cm² que es la presión del 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) y sobrepase la presión a la cual esta calibrado, la presión seguiría incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrado el modulo por corte por alta presión 9.0 kg/cm² (128 PSI). Ésta automáticamente se accionará para asegurar que no se tenga una sobre presión en todo el sistema y se cortará el flujo de gas a la red general.

Después de la fase regulación se encuentra una Tee donde se direcciona el flujo hacia la salida de la estación, continuando con un carrete con 3 insertos los cuales realizan la función de la señal neumática las cuales van dirigidas hacia los pilotos de los reguladores y hacia el módulo de las

válvulas de corte automático, aguas abajo del carrete se encuentra una válvula de mariposa la cual da paso al flujo de gas natural hacia una Tee donde se direcciona el flujo en posición horizontal a la que se le suelda una brida que dará la salida del gas natural.

Regresando a la válvula de entrada y siguiendo en dirección horizontal, se encuentra el by pass general, el cual entrará en funcionamiento cuando se le estén realizando mantenimientos a los equipos ya sea de filtración y/o regulación; El by pass general está compuesto por una válvula de esfera de paso completo accionada por palanca que abre para dejar fluir el gas natural, posteriormente se tiene una válvula de globo accionada por volante para controlar el flujo de gas, la cual se une a un carrete de tubería en el que se encuentra un manómetro para estar controlando el flujo de gas que se esté entregando a la salida de la estación, aguas abajo del carrete, se suelda una tee por su extremo recto, la cual se une asimismo por su otro extremo recto a la brida que da salida al flujo de gas natural a la red general.

1.4 MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN (ER).

No.	CANT.	UNIDAD	CONCEPTO
1	1	Kit.	Junta Aislante Pikotek de DN 100 mm (4” de Ø) en ANSI 300
2	1	Kit.	Junta Aislante Pikotek de DN 150 mm (6” de Ø) en ANSI 150
3	4	Pza.	Reducciones Soldables de acero al carbón de DN 100 mm X 50 mm (4” X 2” de Ø) ced. 40
4	2	Pza.	Reducciones Soldables de acero al carbón de DN 150 mm X 100 mm (6” X 4” de Ø) ced. 40
5	2	ml	Tubería API 5L Grado “B” con costura de DN 50 mm (2” de Ø) ced. 40
6	3	ml	Tubería API 5L Grado “B” con costura de DN 150 mm (6” de Ø) ced. 40
7	4	Pza.	Bridas de cuello soldable tipo RF de DN 100 mm (4” de Ø) ANSI 300 ced. 40
8	8	Pza.	Bridas de cuello soldable tipo RF de DN 50 mm (2” de Ø) ANSI 300 ced. 40
9	4	Pza.	Bridas de cuello soldable tipo RF de DN 150 mm (6” de Ø) ANSI 150 ced. 40
10	6	Pzas.	Junta flexitalic de DN 100 mm (4") en 300 ANSI
11	10	Pza.	Junta flexitalic de DN 50 mm (2") en 300 ANSI
12	5	Pza.	Junta flexitalic de DN 150 mm (6") en 150 ANSI
13	2	Pza.	Manómetros de DN 80 mm (3”) de carátula con glicerina, rango de 0 – 35 Kg/cm^2 con conexión inferior de 12.7 mm (½”) NPT
14	2	Pza.	Manómetros de DN 80 mm (3”) de carátula con glicerina, rango de 0 – 14 Kg/cm^2 con conexión inferior de 12.7 mm (½”) NPT
15	1	Pza.	Manómetros de presión diferencial de 0 – 25 PSI con conexión de 12.7 mm (½") NPT. Para trabajo en ANSI 300
16	2	Pza.	Codo de DN 90° X 50 mm (90° X 2” de Ø) en acero al carbón ced. 40
17	1	Pza.	Codo de DN 90° X 150 mm (90° X 6” de Ø) en acero al carbón ced. 40
18	1	Pza.	Tee soldable de acero al carbón de DN 100 mm (4” de Ø) ced. 40
19	2	Pza.	Tee soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6” de Ø) ced. 40
20	1	Pza.	Tapón soldable de acero al carbón de DN 150 mm (6” de Ø) ced. 40

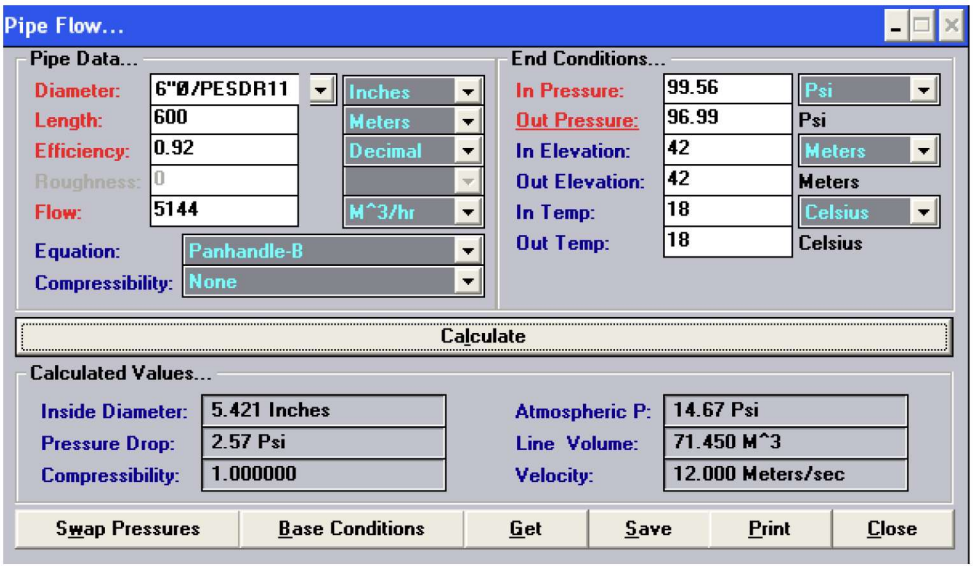
21	1	Pza.	Regulador Slam Shut Mooney Bridado RF de DN 50 mm (2") ANSI 300, Mod. SG-30, con platos al 35%, 50%, 75% y 100% slotted, diafragma 75 durometer, filtro tipo 30, controladores tipo B serie 50D (Dual Function), con resortes para corte por alta presión color purpura, rango 90 - 175 PSI y corte por baja presión color azul, rango 40 - 90 PSI.
22	1	Pza.	Regulador Mooney Bridado RF de DN 50 mm (2") ANSI 300 Modelo FG-30 con platos ranurados al 35%, 50%, 75% y 100% de la capacidad del regulador.
23	2	Pza.	Pilotos serie 20, con resorte color morado de rango de 60 – 200 PSIG
24	1	Pza.	Pilotos serie 20, con resorte color negro de rango de 100 – 260 PSIG
25	10	ml.	Tubing de acero inoxidable de pared gruesa de 12.7 mm (1/2" de Ø)
26	2	Pza.	Válvula de esfera de paso completo en acero al carbón de DN 100 mm (4" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por palanca, de tres piezas, guiada, lubricable.
27	1	Pza.	Válvula de esfera de paso completo en acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por palanca, de tres piezas, guiada, lubricable.
28	1	Pza.	Válvula de globo DN 50 mm (2" de Ø) ANSI 300 bridada RF, accionada por volante.
29	1	Pza.	Válvula de mariposa de acero al carbón de DN 150 mm (6") ANSI 150 accionada por palanca.
30	1	Pza.	Filtro de DN 100 mm (4" de Ø) de 90° en ANSI 300 marca IEFSA: Modelo FF4-108-300ESP90 elemento filtrante FCG-153-432, con estampado ASME.
31	7	Pza.	Válvulas de aguja de acero inoxidable de 12.7 mm (½") NPT para toma de presión 6000 PSI
32	4	Pza.	Válvulas de bola de acero inoxidable de 12.7 mm (½") NPT para toma de presión y venteo 6000 PSI
33	2	Pza.	Válvula de bola de acero inoxidable de DN 25 mm (1") NPT para toma de presión y venteo 6000 PSI. (Drain y venteo en Filtro).
34	8	Pza.	Tapones macho roscados de acero inoxidable ced. 40 para válvulas de venteo de 12.7 mm (½") NPT
35	4	Pza.	Tapones macho roscados de acero inoxidable ced. 40 para válvulas de venteo de DN 25 mm (1") NPT
36	12	Pza.	Niple de 12.7 mm (½") NPT X 50.8 mm (2") de largo de acero inoxidable ced. 40
37	4	Pza.	Niple de DN 25 (1") NPT X 50 mm (2") de largo de acero inoxidable ced. 40
38	2	Pza.	Teés roscadas ced. 80 de acero inoxidable de 12.7 mm (½") NPT
39	10	Pza.	Conector recto de Acero Inoxidable de 12.7 mm (½") Ø roscado NPT a 12.7 mm (½") Ø tubing
40	10	Pza.	Conector 90° de Acero Inoxidable de 12.7 mm (½") Ø roscado NPT a 12.7 mm (½") Ø tubing
41	12	Pza.	Thredolet de 12.7 mm (½") NPT de acero al carbón, ced. 40
42	42	Pza.	Espárragos tropicalizados de 19.05 mm (¾" de Ø) X 107.95 mm (4 ¼") de largo con dos tuercas cada uno. Para bridas RF de DN 100 mm (4") 300 ANSI
43	66	Pza.	Espárragos tropicalizados de 15.875 mm (⅝" de Ø) X 82.55 mm (3 ¼") de largo con dos tuercas cada uno. Para bridas RF de DN 50 mm (2") 300 ANSI
44	10	Pza.	Espárragos tropicalizados de 19.05 mm (¾" de Ø) X 95.25 mm (3 ¾") de largo con

			dos tuercas cada uno. Para bridas RF de DN 150 mm (6") 150 ANSI
45	10	Pza.	Espárragos tropicalizados de 19.05 mm (¾" de Ø) x 165.1 mm (6 ½") de largo con dos tuercas cada uno. Para bridas RF de DN 150 mm (6") 150 ANSI

1.5. MEMORIA DE CÁLCULO.

1.5.1. CÁLCULO DE DIÁMETROS Y VELOCIDADES.

Determinación del flujo de diseño para la ER.



Con el cálculo anterior determinamos el máximo flujo que podrá soportar una tubería de DN 150 mm (6" de Ø) de PEAD. Con este mismo flujo se realizará el diseño de la Estación de Regulación.

1.5.2. CÁLCULOS DE CONDICIONES DE OPERACIÓN, DIÁMETROS Y VELOCIDADES DE LA ER.

1.5.2.1 CÁLCULO DE CASO CRÍTICO (MÍNIMA PRESIÓN – MÁXIMO FLUJO)

CALCULO ER TIPO

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ max}$	=	20.59 Bar	21.00 Kg/cm²	298.69 Psig	2060.1 kpa
$P_{in\ min}$	=	13.73 Bar	14.00 Kg/cm²	199.13 Psig	1373.4 kpa
$P_{out\ max}$		6.86 Bar	7.00 Kg/cm²	99.56 Psig	686.7 kpa
$P_{out\ min}$		5.39 Bar	5.50 Kg/cm²	78.23 Psig	539.55 kpa

Q_{max} = 5,144.00 SCMH = 4.36 MMSCFD

P_{atm} = 14.67 Psia Elevación (m.s.n.m.): 42

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación.

$$Q = v * A$$

Donde:

Q → Flujo
v → velocidad
A → Área

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{in\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ in}$ = 339.81 ACMH

$$D_{in} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq$ 3.053 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

DN_{in} = 4" Ø CED 40
$Dint_{in}$ = 4.030

$$v_{in} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{in})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{in} = 11.48 m/s 37.651 ft/s

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{out\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ out}$ = 782.06 ACMH

$$D_{out} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq$ 4.631 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

DN_{out} = 6" Ø CED 40
$Dint_{in}$ = 6.065

$$v_{out} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{out})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{out} = 11.66 m/s 38.258 ft/s

Donde:

DNout → Diámetro del Medidor y de Salida de la ER.

Con lo anterior queda demostrado que los diámetros en entrada de DN 100 mm (4" de Ø) y salida de DN 150 mm (6" de Ø) en la ER son correctos para las condiciones de operación de flujo y presión indicados.

1.5.3. CÁLCULO DE ESPESORES DE TUBERÍAS DE DN 100 mm (4" de Ø) ced. 40, DN 50 mm (2" de Ø) ced. 40, DN 150 mm (6"de Ø) ced. 40, CONSIDERANDO LAS MÁXIMAS PRESIONES 298.69 PSI Y 99.56 PSI EN TUBERÍAS DE ENTRADA Y SALIDA RESPECTIVAMENTE.

1.5.3.1 Cálculo del espesor para la tubería de DN 100 mm (4" de Ø)

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Dónde:

t → Espesor mínimo de la tubería

P → Presión manométrica de diseño

D → Diámetro exterior de la tubería

S → Resistencia mínima a la cadencia

F → Factor de diseño por densidad de población

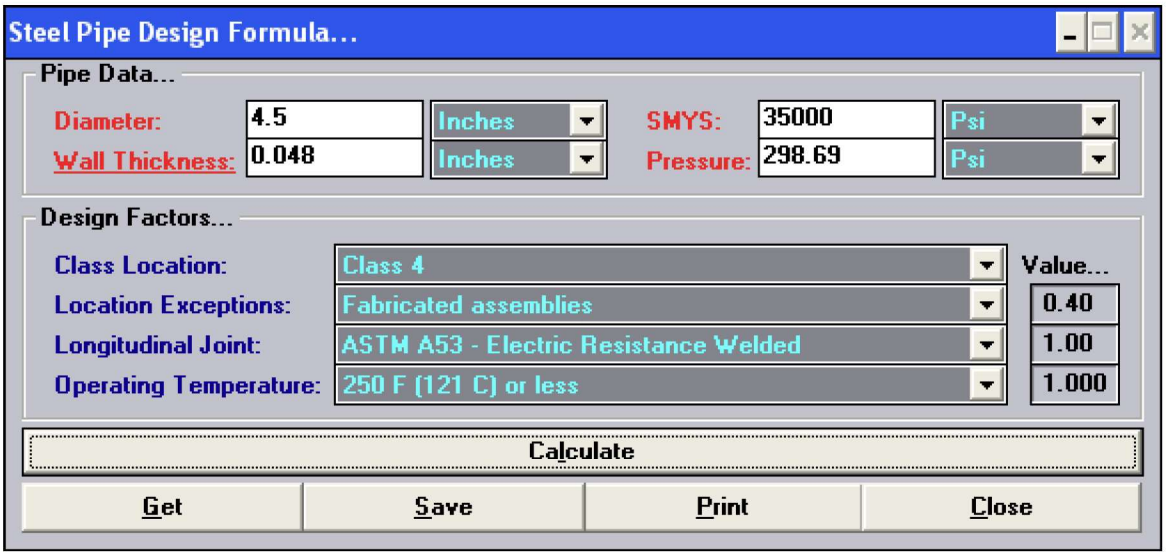
E → Eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T → Factor de corrección por temperatura del gas.

T → 1 si la temperatura del gas es ≤ 400° K

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L grado B. Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.50 KPa



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 100 mm (4" de Ø) tenga un espesor mínimo de 1.2192 mm (0.048"). Agregando aún un factor de seguridad por corrosión de 1.30 y un factor de seguridad 1.15 por fabricación se tendrá un espesor mínimo de 1.8237 mm (0.0718").

El espesor de la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 y B36.19 condensado en el Apéndice B del manual técnico CRANE "Flow of fluids" Se utilizará tubería API 5L GRADO B STD de DN 100 mm (4" de Ø) ced. 40 que tiene un espesor de 6.0198 mm (0.237") sobrepasando el espesor mínimo requerido de 1.8237 mm (0.0718").

1.5.3.2 Cálculo de espesor para la tubería de DN 50 mm (2" de Ø)

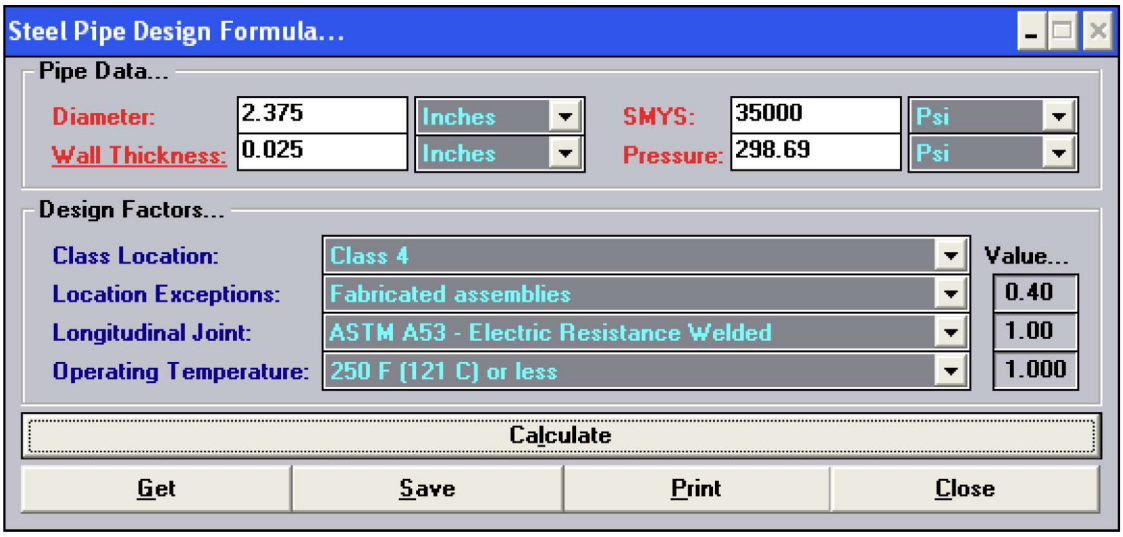
El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L grado B.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.50 Kpa



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 50 mm (2" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.635 mm (0.025"). Agregando aún un factor de seguridad de 1.30 por corrosión y un factor de seguridad de 1.15 por fabricación se tendrá un espesor mínimo de 0.95 mm (0.0374").

El espesor de la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 y B36.19 condensado en el Apéndice B del manual técnico CRANE "Flow of fluids" Se utilizará tubería API 5L GRADO B STD de DN 50 mm (2" de Ø) ced. 40 que tiene un espesor de 3.9116 mm (0.154") sobrepasando el espesor mínimo requerido de 0.95 mm (0.0374").

1.5.3.3 Cálculo de espesor para la tubería de DN 150 mm (6" de Ø)

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L grado B.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.50 KPa

De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 150 mm (6" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.6096 mm (0.024"). Agregando un factor de seguridad de 1.30 por corrosión y un factor de seguridad de 1.15 por fabricación se tendrá un espesor mínimo de 0.9119 mm (0.0359").

El espesor de la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 y B36.19 condensado en el Apéndice B del manual técnico CRANE "Flow of fluids" Se utilizará tubería API 5L GRADO B STD de DN 150 mm (6" de Ø) ced. 40 que tiene un espesor de 7.112 mm (0.280") sobrepasando en gran medida el espesor mínimo requerido de 0.9119 mm (0.0359**"**).

1.5.4. DIMENSIONAMIENTO DE LOS REGULADORES RADIALES A CONDICIONES CRÍTICAS

Ya comprobada la selección de diámetros a las condiciones antes mencionadas, se procederá a demostrar la capacidad de los reguladores a las mismas condiciones críticas de operación de ***14.00 kg/cm² de presión mínima de entrada y 5.50 kg/cm² de presión mínima regulada a la salida y con un flujo máximo de 4.36 MMSCFD.***

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (*MOONEY),* se procederá a utilizará la expresión siguiente:

Universal Gas Sizing Equation.

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin\left(\frac{3417}{C_1}\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$$

Dónde:

Q → Velocidad de Flujo

Cg → Coeficiente de Viscosidad del Gas

P1 → Presión de Entrada (psia)

ΔP → Perdida de Presión por la Válvula $(\Delta P = P_1 - P_2)$ psig.

P2 → Presión de Salida (psia)

C1 → Coeficiente de Recuperación de la Válvula $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

Cv → Coeficiente de viscosidad Líquido

G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

T → Temperatura del Gas (º Ranking) (T = 460 + ºF)

Ecuación Simplificada

El coeficiente de recuperación de la válvula (C1) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$ para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60º F

El flujo critico ó Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando $\frac{\Delta P}{P_1}$ es igual ó mayor a 0.64

A flujo critico el termino $sin\left(\frac{3417}{C_1}\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$ es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.

Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60°F se simplifica a:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

Flujo Sub-crítico

Mínima Presión de Entrada. $P_{1} =$ 199.13 + 14.67 = 213.79 Psia

Mínima Presión de Salida. $P_{2} =$ 78.23 + 14.67 = 92.89 Psia

Calculamos tenemos que $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.565$

Como $\frac{\Delta P}{P_1} < 0.64$ por lo tanto definimos que ***NO*** tenemos un flujo crítico.

Por lo tanto usaremos la formula desarrollada:

$$Q = 1.29 \cdot C_g P_1 \sin\left(\frac{3417}{C_1}\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$$

$$\sin\left(\frac{3417}{C_1}\sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right) = \sin\left[\left(\frac{3417}{35}\times\left(0.565\right)^{0.5}\right)\right] = \sin\left(73.4\right) = 0.9584$$

$$Q = 5144.0\ SCMH = 181{,}658.6\ SCFH$$

$$181{,}658.6\ SCFH = 1.29\ C_g\left(213.79\right)\left(0.9584\right)$$

$$181{,}658.6\ SCFH = 1.29\ C_g\left(204.90\right)$$

$$C_g = \frac{181{,}658.6}{(1.29)(204.9)} = \frac{181{,}658.6}{264.3}$$

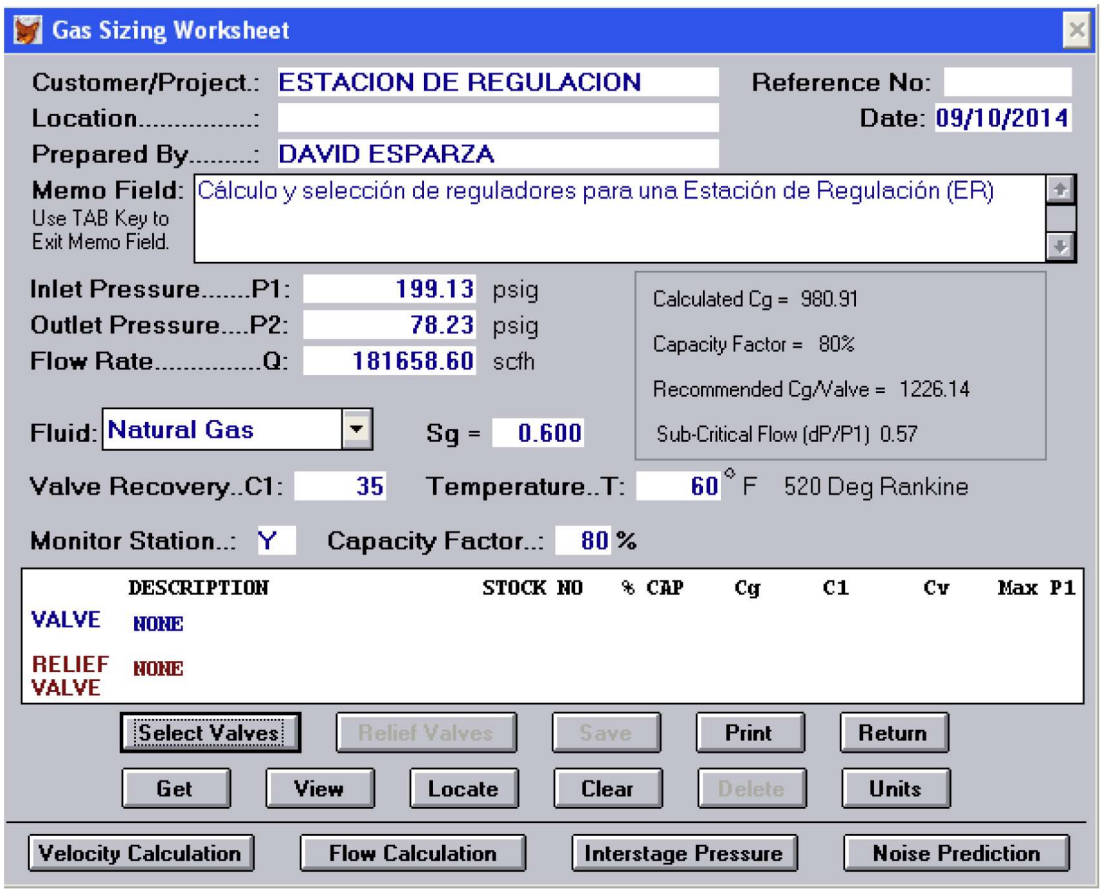
$$C_g = 687.27$$

Por ser una Estación con reguladores instrumentados en Arreglo Monitor-Trabajador el C_g de los reguladores se consideran al 70%, por lo tanto, el C_g es igual a **981.81**

Además, un factor de capacidad de la ER del 80% por lo que el C_g es igual a:

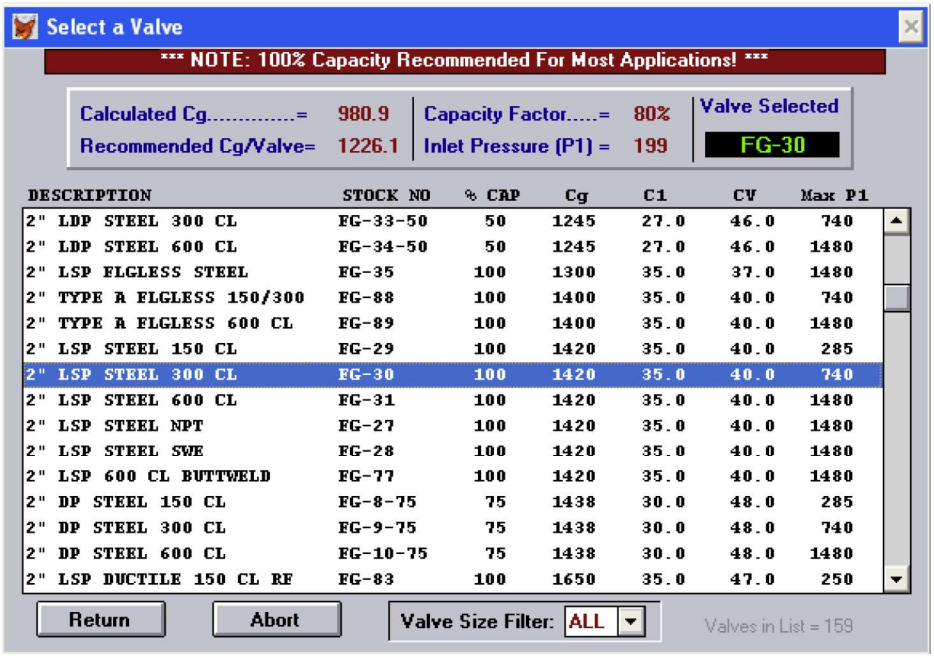
C_g = 1,227.27

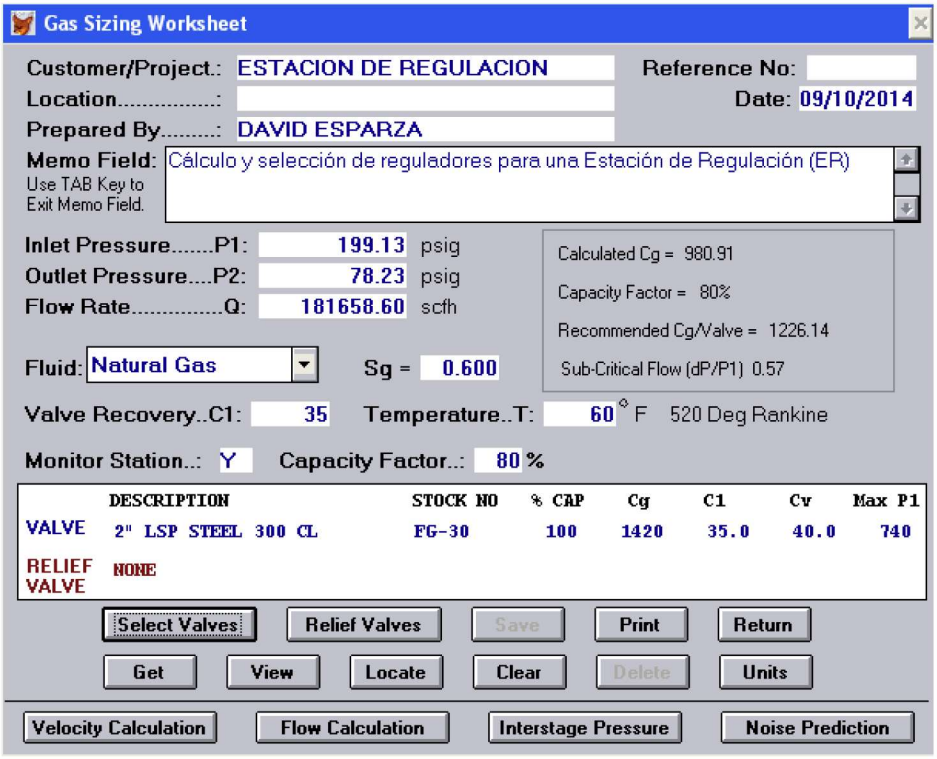
Utilizando software del fabricante de los reguladores a emplear tendremos:



De acuerdo a las presiones de entrada y salida y al flujo de volumen de entrada que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de ***Cg = 1,226.14.***

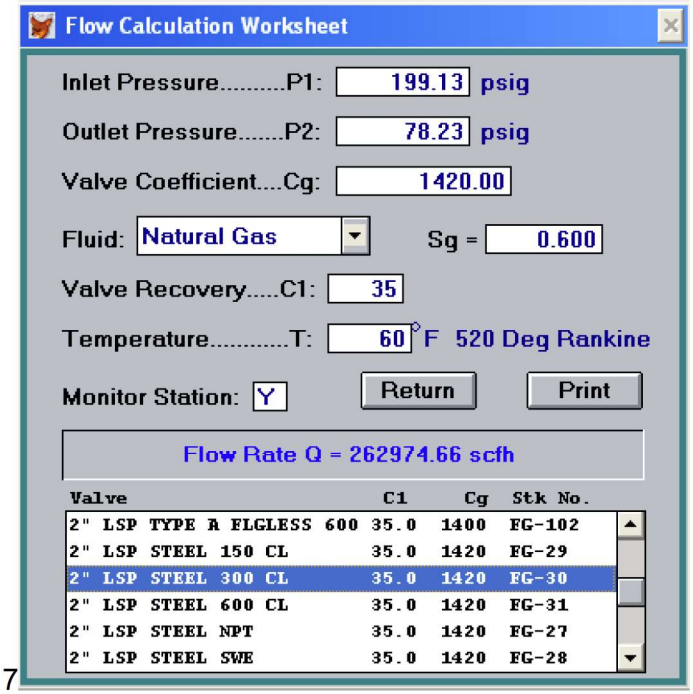
Con el dato anterior seleccionamos el regulador adecuado para esta estación.





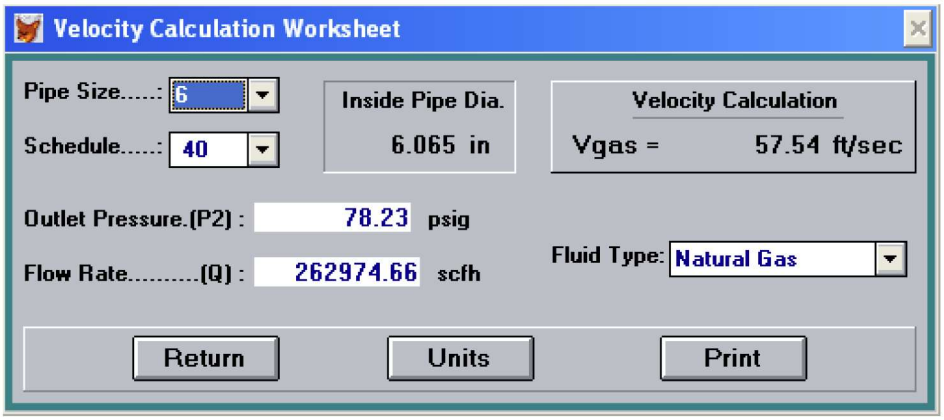
De igual manera con el mismo Software calculamos la capacidad de flujo del regulador con la condición de mínimas presiones de entrada y salida.

Q = 262,974.66 SCFH = 7,446.61 m^3/hr



7

Con este flujo podemos determinar la Máxima velocidad del gas en el tubo de salida de DN 150 (6" de Ø) considerando la presión mínima de salida de 78.23 psig (5.50 Kg/cm^2).

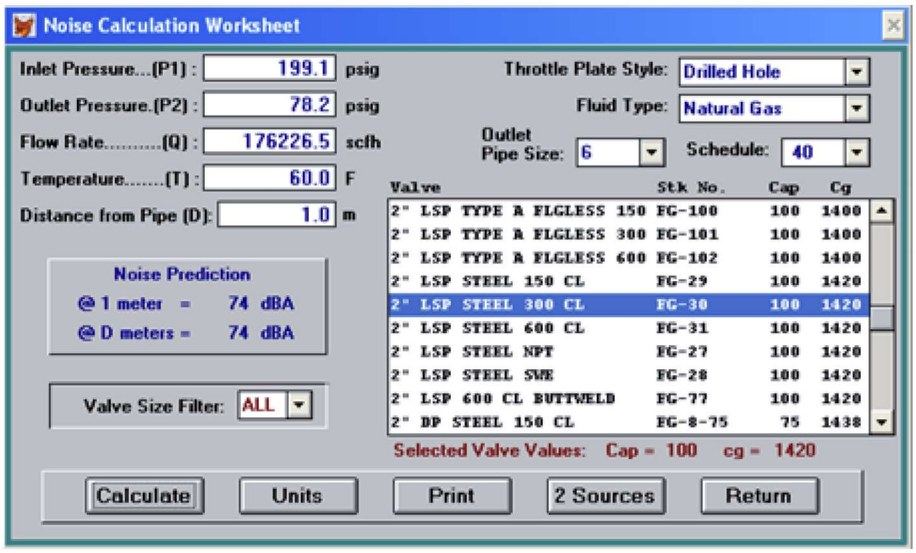


V = 57.54 ft/sec = 17.53 m/sec

VELOCIDAD POR DEBAJO DEL LÍMITE MÁXIMO PERMITIDO DE 18 m/sec

1.5.4.1 Cálculo de decibeles que se genera en reguladores.

@ 1 metro = 74 dBA.



1.5.4.2 CARACTERÍSTICAS DE REGULADORES SELECCIONADOS

- **Regulador 1**

Marca: Mooney

Modelo: SG-30

Diámetro: DN 50 mm (2" de Ø)

Tipo: BRIDADO RF EN ANSI 300.

PRESIÓN MÁXIMA =740 PSI (52.0 Kg/cm^2)

- **Regulador 2**

Marca: Mooney

Modelo: FG-30

Diámetro: DN 50 mm (2" de Ø)

Tipo: BRIDADO RF EN ANSI 300.

PRESIÓN MÁXIMA =740 PSI (52.0 Kg/cm^2)

Resortes:

Resorte: Serie 20 Morado 60-200 PSIG (7.03 Kg/cm^2 – 18.28 Kg/cm^2)

- Regulador de Presión
  - Negro de 100 – 260 PSIG (7.03 Kg/cm^2 – 18.28 Kg/cm^2)
  - Morado de 60 – 200 PSIG (4.21 Kg/cm^2 – 14.06 Kg/cm2)
- Slam Shut
  - Morado de 90 – 175 PSIG (6.32 Kg/cm^2 – 12.30 Kg/cm^2)
  - Azul de 40 – 90 PSIG (2.81 Kg/cm^2 – 6.32 Kg/cm^2)

1.5.5. MEMORIA DE CÁLCULO DEL FILTRO COALESCEDOR.

INGENIERIA Y EQUPOS DE FILTRACION INGEFISA S.A DE C.V.
Acuario No. 37 Col. El Prado Del. Iztapalapa C.P. 09480 México D.F.
Tel: 5532 4949 Fax: 56 74 54 76
e-mail: iefsa@yahoo.com

MEMORIA DE CALCULO PARA DETERMINAR EL No. DE ELEMENTOS IEFSA
Modelo del Elemento: FCG-153- 432

No. de Cotización:		**Proyecto:**	ER	**Cantidad:**	1 piez
No. de Partida:		**Equipo:**	Coalescedor p/ Gas		
No. de Serie:		**Modelo:**	FF4-801-300ESP		
	Datos de Operación				
Temperatura de Operación:	20 ° C		68 ° F		
Presión de Operación:	14.00 Kg/cm2		199.13 Psig		
Flujo Volumétrico:	5,144.00 Nm3/hr		SCFM=		2,937.48
			MMSCFD=		**4.230**

AJUSTE DE FLUJO A 100 PSIG. DP INICIAL SEGÚN CARTUCHO EN CATÁLOGO GRAL

Flujo (SCFM) a 100 Psig = **F** * ((100 psig + 14.7) / (**P** + 14.7))* ((**T** + 460) /530))
F en SCFM; **P** en Psig ; **T** en °F

No. de Tag:

F	:	2,937.48 SCFM
P	:	199.13 Psig
T	:	68 ° F

Flujo a 100 Psig = 1,569.8 SCFM

Modelo del cartucho:		**FCG-153- 432**	
Flujo por elemento.	2000	SCFM	* DE CATALOGO
No. de elementos requeridos:	0.78		

Corrección de caída de Presión

De acuerdo a la Teoría de Filtración y la ecuación de Darcy:

DP = Qm T / (A k)

DP = Caída de Presión
Q = Gasto
m = Viscosidad
A = Area de Filtración
k = Constante de Permeabilidad del medio filtrante
T = Espesor del medio Filtrante

Q, m, k, y **T** **NO** cambian, por lo que concluimos que **DP** es inversamente proporcional al área de filtración
Por lo tanto al emplear 1 elemento **para este caso aumenta** la DP inicial

$\Delta P_{inicial}$ =	1.0 Psid	$\Delta P_{corregida}$ =	0.78 **PSID**	0.05 **Bar**

Descripción del elemento: Elemento Coalescedor construido en material polimerico impregando con microfibra de vidrio con tapas en acero inoxidable y empaques de Buna N.

Eficiencia: 99% en partículas sólidas de 3 micras.
98 % en particulas liquidas de 0.3 a 0.6 micras.

NOTA: EL CAMBIO DE LOS ELEMENTOS FCG-XX-XXX SE SUGIERE A LOS 25 PSID.

CONCLUSIONES A LA MEMORIA DE CALCULO DE ELEMENTOS

INGENIERIA Y EQUIPOS DE FILTRACION INGEFISA S.A DE C.V.
Acuario No. 37 Col. El Prado Del. Iztapalapa C.P. 09480 México D.F.
Tel: 5532 4949 Fax: 56 74 54 76
e-mail: iefsa@yahoo.com

CAPACIDAD DEL ELEMENTO IEFSA A CONDICIONES DE OPERACIÓN
Modelo del Elemento: FCG-153- 432

No. de Cotización:		**Proyecto:**	ER	**Cantidad:**	1 pieza
No. de Partida:		**Equipo:**	Coalescedor p/Gas		
No. de Serie:		**Modelo:**	FF4-801-300ESP		

Datos de Operación

Temperatura de Operación:	20 ° C	68 ° F	
Presión de Operación:	14.00 Kg/cm2	199.13 Psig	
Flujo Volumétrico:	5,144.00 Nm3/hr	SCFM=	2,937.48
		MMSCFD=	**4.230**

DE LA ECUACIÓN SIGUIENTE SE DESPEJA EL FLUJO

Flujo (SCFM) a 100 Psig = **F** * ((100 psig + 14.7) / (**P** + 14.7))* ((**T** + 460) /530))
F en SCFM; **P** en Psig ; **T** en °F

Flujo del Elemento$_{(A\ Cond.\ de\ Op.)}$= Flujo del Elemento (SCFM) a 100 Psig * (Pc+14.7) * ((Tc+460)/530) / (100 Psig + 14.7)

No. de Tag:

F :	2,937.48	SCFM
P :	199.13	Psig
T :	68	° F

Flujo del Elemento= **3,714.4 SCFM** (a Condiciones de Operación)
Modelo del cartucho: **FCG-153- 432**

Flujo por elemento.	2000	SCFM	* DE CATALOGO A CONDICIONES DE 100 Psig
Caída de Presión del elemento:	1.00	Psi	* DE CATALOGO A CONDICIONES DE 100 Psig

FLUJO A CONDICIONES ESTÁNDAR VS FLUJO A CONDICIONES DE OPERACIÓN

Flujo que soporta el Elemento:
A Condiciones de Operación: **3,714.38 SCFM**

Flujo de Operación: **2,937.48 SCFM**

Notas:
Como podemos observar el flujo que soporta el elemento es menor que el flujo de Operación.
Por lo tanto el elemento tendrá una DP mayor a la reportada de 1.0 psid.

Descripción del elemento: Elemento Coalescedor construido en material polimerico impregando con microfibra de vidrio con tapas en acero inoxidable y empaques de Buna N.

Eficiencia: 99% en partículas sólidas de 3 micras.
98 % en particulas liquidas de 0.3 a 0.6 micras.

NOTA: EL CAMBIO DE LOS ELEMENTOS FCG-XX-XXX SE SUGIERE A LOS 25 PSID.

CONCLUSIONES A LA MEMORIA DE CALCULO DE ELEMENTOS

No. de Elementos por Filtro:	1 Pza.
Modelo del Elemento Coalescedor:	FCG-153- 432
Modelo del Filtro:	FF4-801-300ESP

IEFSA
INGENIERIA Y EQUPOS DE FILTRACION INGEFISA S.A DE C.V.
cuario No. 37 Col. El Prado Del. Iztapalapa C.P. 09480 México D.F.
el: 5532 4949 Fax: 56 74 54 76
e-mail: iefsa@yahoo.com

ANÁLISIS A MEMORIA DE CALCULO

No. de Cotización:
No. de Partida:

Proyecto: ER
Equipo: Coalescedor p/ Gas
Modelo: FF4-801-300ESP

Unidades Solicitadas:
1 pieza

DATOS PROPORCIONADOS

Flujo de Operación :	5,144.00 Nm3/hr ☐ minimo ☐ normal ■ máximo	
Temperatura de Operación:	20.0 °C	
Presión mínima de Operación:	199.1 Psi	
Presión de Operación normal:	Psi	
Presión Máxima de Operación:	298.7 Psi	(**Ver Nota 1)
Caída de Presión limpia máx:	2.0 Psid	

DATOS OBTENIDOS EN LA MEMORIA

Modelo del Equipo:	FF4-801-300ESP
Modelo del Cartucho:	FCG-153- 432
Eficiencia de Separación:	99% en partículas sólidas de 3 micras. 98 % en particulas liquidas de 0.3 a 0.6 micras.
Flujo de Operación que maneja el equipo:	2,937.48 SCFM

Vólumen total que maneja el equipo con el (los) elemento(s) modelo FCG-153- 432 a condiciones de operación y 2.0 de DP inicial de caída de presión:

7,485.15 SCFM

Este resultado se obtiene de la multiplicación de flujo de operación que maneja el equipo por la cantidad de elementos a ocupar por el cociente de la caida de presión diferencial limpia máxima de 2.0 entre la caida de presión del equipo inicial:

2937.48*1*(2.0/1.05) 7,485.15 SCFM

No de elementos por equipo:	1 Pza
DP del equipo inicial:	0.78 Psid
DP de cambio de elementos:	20 - 25 Psid

El equipo cumple con las condiciones : Sí ■ No ☐

El equipo cuenta con Estampado ASME "U" Sí ■ No ☐

Nota 1: Este dato es utilizado para el diseño mecánico del equipo, en caso de no contar con este dato la Presión de Op. Deberá ser multiplicada por 1.1. El resultado de esta operación deberá tener por lo menos 30 Psi por arriba de la Presión de Operación.
Ingeniería y Equipos de Filtración INGEFISA S.A. DE C.V garantiza que el equipo esta diseñado bajo nuestros más estrictos estándares de calidad y **Cumple completamente con el requerimiento del Cliente.**

Los datos alimentados a la Memoria son dados para cumplir como máximo una **DP inicial de 2.0** Psid

Estaciones de Regulación y Medición

ESTACION DE REGULACION Y MEDICION ERM INDUSTRIAL

BAJA PRESION (TIPO 1)

Capacidad máxima: 142 SCMH ~ 0.12 MMSCFD

Presión de entrada: 7 Kg/cm²

1. MEMORIA TÉCNICO DESCRIPTIVA DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "BAJA PRESION (TIPO 1)"

Las consideraciones para el diseño de la estación están basadas en la NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas natural

Aunado a lo anterior se menciona que el desarrollo del diseño de esta estación de regulación y medición, se consideraron varios factores de seguridad primordiales para la operatividad de la misma los cuales por mencionar algunos son:

Porcentaje excedente por seguridad en el espesor de las tuberías de acero, factores de diseño de clase 4 que son los más estrictos, válvula de desfogue, válvulas de bloqueo y disparo, y recubrimientos epóxicos para evitar la corrosión.

1.1. OBJETIVO DE LA ERM.

Brindar el servicio de recepción, acondicionamiento y medición de gas natural de manera confiable y segura para cualquier condición de uso del combustible cumpliendo con la presión requerida.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

La siguiente descripción es de la Estación de Regulación y Medición para Baja Presión que se encargara de suministrar gas natural a empresas.

Se inicia con la instalación de una brida roscable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150, seguida de una reducción roscable tipo bushing de DN 50 mm X 32 mm (2" X 1¼" de Ø) cédula 40, continuando con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) cédula 40, unido a uno de los extremos rectos laterales de una Tee roscable de acero al carbón de DN 32 mm X 32 mm X 32 mm (1¼" X 1¼" X 1¼" de Ø) a la cual llamaremos **TEE 1**, y en la cual por su extremo centro se deriva el By pass general que se describirá más adelante; Siguiendo por el extremo recto lateral restante de la **TEE 1,** con dirección vertical y hacia arriba, se encuentra un niple de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 101.6 mm (4") de largo en cédula 40, donde se localiza un inserto de 6.35 mm (¼" de Ø), en el cual se instala una válvula de esfera de acero inoxidable de paso completo de ¼ de vuelta de 6.35 mm (¼" de Ø) seguida de un manómetro indicador de presión de DN 50 mm (2" de Ø) rango de 0-11 Kg/cm² para monitorear la presión a la entrada de la estación, siguiendo con una válvula de esfera roscada de paso completo de ¼ de vuelta de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) en ANSI 150 seguida de un niple de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 101.6 mm

(4") de largo en cédula 40, aguas abajo del niple se encuentra un filtro tipo "Y" de acero al carbón de 31.75 mm (1¼" de Ø) en ANSI 150 que a su vez este tiene instalada una válvula de esfera roscada de paso completo de ¼ de vuelta de acero al carbón de DN 15 mm (½" de Ø) en ANSI 150, continuando por el extremo restante del filtro se tiene un niple de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 101.6 mm (4") de largo en cédula 40, continuándole un codo roscable NPT de DN 90° X 32 mm (90º X 1 ¼" de Ø) en cédula 40, seguido de un niple de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 101.6 mm (4") de largo en cédula 40 el cual se conecta con un regulador de presión de diafragma 1800 CPB2 con cuerpo de DN 32 mm (1¼" de Ø) roscado NPT, seguido de otro niple de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 101.6 mm (4") de largo el cual se une a un codo roscable NPT de acero al carbón de DN 90° X 32 mm (90º X 1 ¼" de Ø) en cédula 40 quedando su extremo restante en posición vertical hacia abajo para continuar con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) cédula 40, seguida por una tuerca unión roscable de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) en cédula 40 que se une a un medidor de diafragma modelo AL-425 de DN 32 mm (1¼" de Ø) seguida por una tuerca unión roscable de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) en cédula 40, para continuar con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) cédula 40, continuándole un codo roscable NPT de DN 90° X 32 mm (90º X 1¼" de Ø) en cédula 40, que por su extremo restante queda en posición horizontal continuando con un carrete de tubería de acero al carbón roscado NPT de DN 32 mm (1¼" de Ø) X 203.2 mm (8") de largo en cédula 40, siguiendo con un codo roscable NPT de DN 90° X 32 mm (90º X 1 ¼" de Ø) en cédula 40, el cual queda por su extremo restante en posición vertical y con dirección hacia abajo para después tener un carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) en cédula 40, el cual tiene un inserto de 12.7 mm (½" de Ø) para colocar un manómetro indicador de presión de DN 50 mm (2" de Ø) rango de 0-7 Kg/cm² para monitorear la presión a la salida de la estación después de ser regulada, siguiendo con el carrete ultimo mencionado es unido con una válvula de esfera roscada de paso completo de ¼ de vuelta de acero al carbón de DN 32 mm (1 ¼" de Ø) en ANSI 150, para continuar con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1¼" de Ø) en cédula 40, el cual tiene un inserto de 12.7 mm (½ " de Ø) de donde le continua con un arreglo de niples, codo y válvula de esfera de paso completo de DN 15 mm (½" de Ø) para instalar finalmente una Válvula de seguridad Vayremex modelo 211 con entrada macho de 12.7 mm (½ ") NPT y salida de 19.05 mm (¾") NPT hembra, aguas abajo del carrete se encuentra unida por su extremo centro a una Tee de DN 32 mm X 32 mm X 32 mm (1¼" X 1¼" X 1¼" de Ø) en cédula 40, a la cual llamaremos **TEE 2.**

Regresando al extremo centro de la **TEE 1**se encuentra el By Pass General, el cual se compone como se describe a continuación; Inmediato al extremo centro de la Tee 1 se encuentra una reducción tipo bushing de DN 32 mm X 15 mm (1¼" X ½"de Ø) cédula 40, que es roscada con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 15 mm (½" de Ø) en cédula 40, para unirse a una válvula de esfera roscada de paso completo de ¼ de vuelta de acero al carbón de DN 15 mm (½" de Ø) en ANSI 150, seguido de un carrete de tubería de DN 15 mm (½" de Ø) en cédula 40 que es roscado en una tuerca unión de acero al carbón de 12.7 mm (½" de Ø) en cédula 40 para continuar con un carrete de tubería de 15 mm (½" de Ø) en cédula 40 que es roscado en una reducción tipo bushing de DN 32 mm X 15 mm (1 ¼" X ½" de Ø) cédula 40, para unirse a un extremo recto lateral de la **TEE 2,** finalmente por el otro extremo recto lateral de la Tee antes

mencionada, se continua con un último carrete de tubería de acero al carbón de DN 32 mm (1 ¼" de Ø) el cual da salida al flujo de gas natural hacia la red de aprovechamiento de la compañía.

1.3. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "BAJA PRESION (TIPO 1)".

1.3.1. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

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

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

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

1.3.3. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

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

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

abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM, después de lo anterior el gas saldrá de la ERM para entrar a la red de aprovechamiento.

1.4. MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "BAJA PRESION (TIPO 1)"

ESTACION DE REGULACION Y MEDICION "BAJA PRESIÓN"			
No.	**CANT.**	**UNIDAD**	**DESCRIPCION**
1	1	ml	Tubo A/C de DN 15 mm (½" de Ø) c/c ASTM A53 grado B ced. 40
2	1,5	ml	Tubo A/C de DN 32 mm (1¼" de Ø) c/c ASTM A53 grado B ced. 40
3	2	Pza.	Tee roscable A/C de DN 32 mm (1¼" de Ø) ced. 40
4	2	Pza.	Codo roscable A/C DN 90° X 15 mm (90º X ½" de Ø) ced. 40
5	1	Pza.	Codo roscable A/C de 90° X 6.35 mm (90º X ¼" de Ø) ced. 40
6	4	Pza.	Codo roscable A/C de DN 90° X 32 mm (90º X 1 ¼" de Ø) ced. 40
7	2	Pza.	Niple corrido de 12.7 mm X 76.2 mm (½" X 3") de largo en A/C ced. 40
8	1	Pza.	Niple corrido de 12.7 mm X 50.8 mm (½" X 2") de largo en A/C ced. 40
9	1	Pza.	Niple corrido de 12.7 mm X 25.4 mm (½" X 1") de largo en A/C ced. 40
10	2	Pza.	Niple corrido de 6.35 mm X 38.1 mm (¼" X 1 ½") de largo en A/C ced. 40
11	1	Pza.	Niple corrido de 31.75 X 38.1 mm (1¼" X 1 ½") de largo en A/C ced. 40
12	2	Pza.	Niple corrido de 31.75 mm X 50.8 mm (1 ¼" X 2") de largo en A/C ced. 40
13	1	Pza.	Reducción bushing roscable A/C de DN 50 mm X 32 mm (2" X 1 ¼" de Ø) ced. 40
14	2	Pza.	Reducción bushing roscable A/C de DN 32 mm X 15 mm (1 ¼" X ½" de Ø) ced. 40
15	1	Pza.	Brida roscable A/C de DN 50 mm (2" de Ø) en ANSI 150
16	1	Pza.	Tuerca unión A/C de 12.7 mm (½" de Ø) ced. 40
17	1	Pza.	Tuerca unión A/C de 31.75 mm (1¼" de Ø) ced. 40
18	1	Pza.	Válvula de bronce de esfera de ¼ de vuelta de 6.35 mm (¼" de Ø) roscada NPT
19	2	Pza.	Válvula de bronce de esfera de ¼ de vuelta de DN 15 mm (½" de Ø) roscada NPT
20	2	Pza.	Válvula de esfera de DN 15 mm (½" de Ø) roscable ANSI 150
21	2	Pza.	Válvula de esfera de DN 32 mm (1¼" de Ø) roscable ANSI 150
22	1	Pza.	Válvula de seguridad angular Vayremex con conexión de entrada roscada macho de 12.7 mm (½" de Ø) y conexión de salida roscada hembra de 19.05 mm (¾" de Ø)
23	1	Pza.	Filtro tipo "Y" de DN 32 mm (1 ¼" de Ø) roscado NPT ANSI 150 (Conexión de purga de 12.7 mm (½" Ø))

24	1	Pza.	Regulador de presión American Meter mod. 1800CPB2 de DN 32 mm (1 ¼" de Ø) con piloto regulador de carga, con orificio de 9.525 mm (3/8"), ANSI 150
25	1	Pza.	Medidor de diafragma mod. AL-425 de DN 32 mm (1 ¼" de Ø) con conexiones roscadas NPT
26	1	Pza.	Manómetro de DN 50 mm (2" de Ø) de caratula, rango de 0-7 Kg/cm² con conector inferior de 6.35 mm (¼") NPT
27	1	Pza.	Manómetro de DN 50 mm (2" de Ø) de caratula, rango de 0-11 Kg/cm² con conector inferior de 6.35 mm (¼") NPT

1.5. MEMORIA DE CÁLCULO.

1.5.1. CÁLCULO DE DIAMETROS Y VELOCIDADES.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ max}$	=	6.86 Bar	7.00 Kg/cm²	99.56 Psig	686.7 kpa
$P_{in\ min}$	=	5.39 Bar	5.50 Kg/cm²	78.23 Psig	539.55 kpa
$P_{out\ max}$		1.47 Bar	1.50 Kg/cm²	21.33 Psig	147.15 kpa
$P_{out\ min}$		0.98 Bar	1.00 Kg/cm²	14.22 Psig	98.1 kpa

Q_{max} = 30.000 SCMH = 0.025 MMSCFD

P_{atm} = 14.67 Psia Elevación (m.s.n.m.): 42

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$$Q = v * A$$

Donde:

Ubicación del Medidor: BAJA PRESIÓN

- Q ⟶ Flujo
- v ⟶ velocidad
- A ⟶ Área

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{in\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ in}$ = 4.561 ACMH

$$D_{in} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq$ 0.354 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

DN_{in} = 1 1/4" Ø CED 40
$Dint_{in}$ = 1.380

$$v_{in} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{in})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{in} = 1.314 m/s 4.310 ft/s

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{out\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ out}$ = 14.666 ACMH

$$D_{out} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq$ 0.634 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

DN_{out} = 1 1/4" Ø CED 40
$Dint_{in}$ = 1.380

$$v_{out} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{out})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{out} = 4.224 m/s 13.858 ft/s

Donde:

DNout → Diámetro del Medidor y de Salida de la ERM.

1.5.2. SELECCIÓN DEL REGULADOR

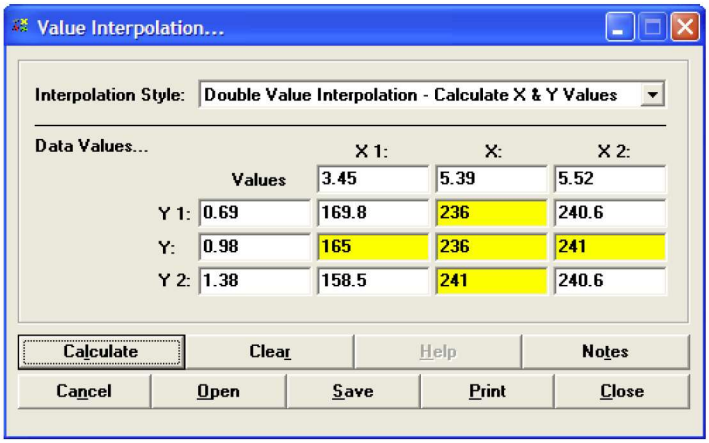
Se seleccionó un regulador Modelo 1800CPB2 marca American Meter, con entrada y salida de DN 32 mm (1-1/4" de Ø) roscado en 150 ANSI, con orificio de 7.9375 mm (5/16" de Ø).

De acuerdo a la siguiente Tabla del manual del fabricante, se verifica la capacidad del Regulador modelo 1800CPB2 de 1-1/4" a condición crítica que es a la mínima presión manométrica de entrada 5.39 Bar (78.23 Psi) y mínima presión manométrica de salida 0.98 Bar (14.2233 Psi), donde el flujo está dado en SCMH

Orificio de 5/16"

Presión de Salida bar	Presión de Entrada bar							
	0.69	1.03	1.72	2.41	3.45**	5.52	6.89	8.62
0.07	56.6	73.6	110.4	138.7	181.1	–	–	–
0.14	53.8	73.6	107.5	138.7	178.3	–	–	–
0.34	42.5	65.1	96.2	130.2	172.6	240.6	–	–
0.69	–	48.1	90.6	127.4	169.8	240.6	288.7	–
1.38	–	–	56.6	107.5	158.5	240.6	288.7	–
2.07	–	–	–	67.9	135.8	226.4	288.7	–

Se realiza la interpolación para conocer la capacidad real del regulador seleccionado:



De tal manera que se confirma que el regulador estará trabajando al 12.71% de su capacidad.

1.5.3. SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

El consumo máximo de la empresa en la que se instalara este medidor será:

$$Q_{Max} = 30.00\,\mathrm{SCMH}$$

Con este valor y una presión de operación de 1.5 kg/cm² = 21.33 psig, podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar, Entonces se seleccionó un Medidor de Diafragma modelo AI-425, que cubre con la capacidad de flujo de 56.9 m^3/hr.

Line Pressure PSIG (mbar)	Differential Inches W.C. (mbar)	SCFH (m^3/h)
0.25 (17)	1/2 (1.2)	425 [1,2] (12.0)
0.25 (17)	2 (5)	898 (25.4)
1 (69)	2 (5)	920 (26.1)
2 (138)	2 (5)	955 (27.0)
5 (345)	2 (5)	1038 (29.4)
10 (690)	2 (5)	1154 (32.7)
15 (1035)	2 (5)	1269 (35.9)
20 (1380)	2 (5)	1367 (38.7)
25 (1724)	2 (5)	1462 (41.4)

$$Q_{MAX} = 41.4 \ SCMH$$

De acuerdo al cálculo anterior el medidor AI-425, estará trabajando al 72.46% de su capacidad.

1.5.4. SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD

Número de Válvulas	1

VARIABLE	CANTIDAD/UNIDADES	
Orificio (Diámetro D) Área	0,78	cm^2
Presion de ajuste:	2,40	kg/cm^2
Temperatura:	20,0	°C

Fluido:	GAS NATURAL

Formula empleada según ASME sección VIII, NOM 093.

$$v = \frac{A\ 17\ .2\ Kd\ \ C\ P\ \ Kb}{\sqrt{T}\ \sqrt{Z}\ \sqrt{M}}$$

Tabla de simbología y significados de las variables de la formula anterior.

SIMBOLOGIA	SIGNIFICADO		COMENTARIOS
Kd	Factor de descarga	0,874	*Factor Vayremex*
			Adimensional
P	Presión Absoluta a la entrada de la válvula	3,7	*Bar*
	Se calcula sumando:		
	Presión de Ajuste:	2,4	*Bar*
	Sobre-presión:	0,24	*Bar*
		10%	de la presión de ajuste
	Presión atmosferica a nivel del mar:	1,013	*Bar*
C	Constante (Relación de calor especifico)		*Adimensional*
	$C = 520\sqrt{K\left\{\frac{2}{K+1}\right\}^{\frac{K+1}{K-1}}}$	$K=$ 1,27	
		$C=$ 344,13	
Kb	Factor de corrección por contrapresión	1	*Adimensional*
T	Temperatura absoluta a la entrada de la válvula	293	°K
	Se calcula sumando:		
	Temperatura de relevo:	20	°C
	Mas °Kelvin	273	°K
Z	Factor de compresibilidad	1	*Adimensional*
M	Peso Molecular	19	*Adimensional*
	$v = \frac{14.953,24}{74,61}$		
	$v =$ *200,41*	m^3/hr	

VALVULA DE SEGURIDAD ORIFICIO "D", ENTRADA 12.7 mm (½") Y SALIDA 19.05 mm (¾")

1.5.5. CÁLCULO DE ESPESORES DE TUBERÍAS

1.5.5.1. Cálculo del espesor para la tubería de DN 32 mm (1¼" de Ø)

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Dónde:

t→ Espesor mínimo de la tubería (mm)

P → Presión manométrica de diseño (KPa)

D → Diámetro exterior de la tubería (mm)

S → Resistencia mínima a la cedencia (KPa)

F → Factor de diseño por densidad de población

E → Eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

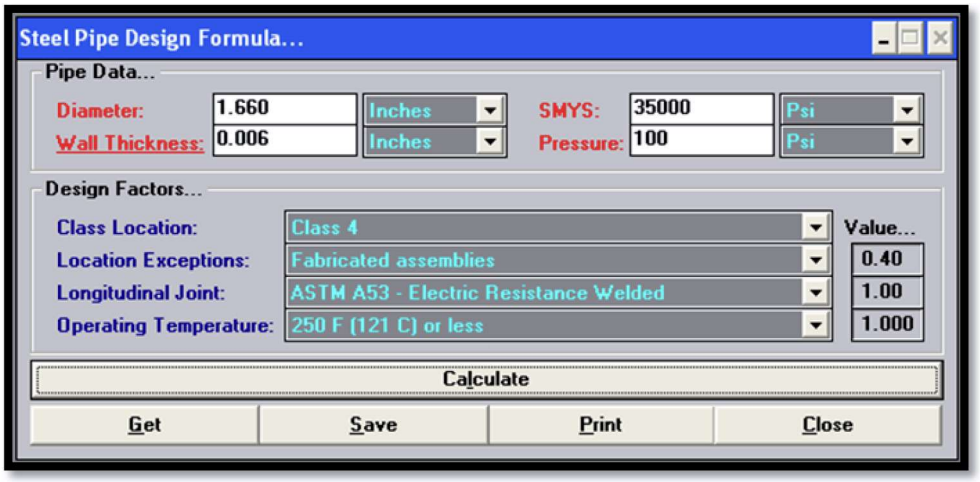
T → Factor de corrección por temperatura del gas.

T = 1 si la temperatura del gas es ≤ 393° K

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 grado B.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,379.30 KPa



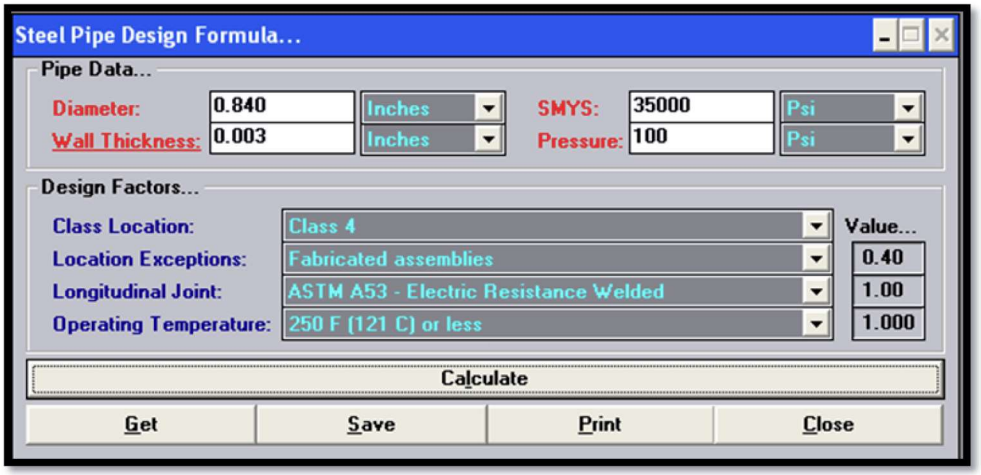
De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 32 mm (1¼" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.1524 mm (0.006"), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción, nos da 0.2261 mm (0.0089") de espesor. La tubería de DN 32 mm (1¼" de Ø) ASTM A53 grado B cédula STD instalada tiene 3.556 mm (0.14") de espesor sobrepasando el espesor mínimo requerido.

1.5.5.2. Cálculo de espesor para la tubería de DN 15 mm (1/2" de Ø)

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 grado B.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S= 35,000 Psi = 241,379.30 Kpa



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 15 mm (½" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.0762 mm (0.003"), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción se tendrá un espesor mínimo de 0.1118 mm (0.0044") de espesor. La tubería de DN 15 mm (1/2" de Ø) ASTM A53 grado B STD instalada tiene un espesor de 2.7686 mm (0.109") sobrepasando el espesor mínimo requerido.

Tabla de Especificaciones de la Tuberia Instalada.

Diámetro Nominal mm (Pulgadas)	Diámetro Exterior mm (Pulgadas)	Espesor mm (Pulgadas)	Especificación
40 mm (1 ½")	42.164 mm (1.660")	3.556 mm (0.140")	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B
15 mm (½")	21.336 mm (0.840")	2.7686 mm (0.109")	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B

ESTACION DE REGULACION Y MEDICION INDUSTRIAL

BAJA PRESION (TIPO 2)

Capacidad máxima de 475.58 SCMH ~ 0.403 MMSCFD

Presión: 7 Kg/cm² ~ 99.56 Psi

1. MEMORIA TÉCNICO DESCRIPTIVA DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN INDUSTRIAL "BAJA PRESIÓN (TIPO 2)

Las consideraciones para el diseño de la estación están basadas en la NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas natural.

Aunado a lo anterior se menciona que el desarrollo del diseño de esta estación de regulación y medición, se consideraron varios factores de seguridad primordiales para la operatividad de la misma los cuales por mencionar algunos son:

Porcentaje excedente por seguridad en el espesor de las tuberías de acero, factores de diseño de clase 4 que son los más estrictos, válvula de desfogue, válvulas de bloqueo y disparo, y recubrimientos epóxicos para evitar la corrosión.

1.1. OBJETIVO DE LA ERM.

Brindar el servicio de recepción, acondicionamiento y medición de gas natural de manera confiable y segura para cualquier condición de uso del combustible cumpliendo con la presión requerida.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

La siguiente descripción es de la Estación de Regulación y Medición para Baja Presión que se encargara de suministrar gas natural a empresas.

Se inicia con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de DN 50 mm X 40 mm (2" X 1½" de Ø) cédula 40, la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de DN 40 mm X 40 mm X 40 mm (1½" X 1½" X 1½" de Ø) en cédula 40 a la cual llamaremos **TEE 1**, en la que por su extremo centro se deriva el By-Pass General de la estación, el cual se describirá más adelante.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 1**, inmediatamente después se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón DN 40 mm (1½" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, seguida por una válvula de esfera de paso completo de ¼ de vuelta de DN 40 mm (1½" de Ø) bridada RF en ANSI 150, continuándole con un filtro tipo "Y" de DN 40 mm (1½" de Ø) bridado RF en ANSI 150, después se localiza una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 40 mm (1½" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, posteriormente se encuentra un carrete de tubería de acero al carbón de DN 40 mm (1½" de Ø) en cédula 40, hasta llegar a un codo soldable de acero al carbón de DN 90° X 40 mm (90 ° X 1½" de Ø) en cédula 40, la cual se encuentra

soldada a una reducción de acero al carbón de DN 50 mm X 40 mm (2" X 1½" de Ø) cédula 40,mismo que se encuentra unido a brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, posteriormente se encuentra un regulador modelo CL-34-2IM de DN 50 mm (2" de Ø) bridado en ANSI 150, inmediatamente después del regulador continuando inmediatamente con una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) en cédula 40, en el cual se localiza un inserto de 6.35 mm (¼" de Ø) para la instalación de una válvula de aguja de 6.35 mm (¼" de Ø) NPT, seguida por un manómetro para monitorear la presión después del regulador, aguas abajo del carrete se localiza un codo soldable de acero al carbón de DN 90° X 50 mm (90º X 2" de Ø) en cédula 40, al cual le continua un pequeño carrete de tubería de acero al carbón hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, enseguida se tiene un medidor tipo pistón rotativo modelo G-100 de DN 50 mm (2" de Ø) bridado RF en ANSI 150 seguido por otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, posterior a la brida se tiene un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) cédula 40 en el cual se encuentran dos insertos, el primero de 6.35 mm (¼" de Ø) para la instalación de una válvula de esfera de paso completo para desfogue, y el segundo de 12.7 mm (½" de Ø) para la colocación de un termopozo, aguas abajo del carrete se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 seguida inmediatamente por una válvula de esfera de paso completo de ¼ de vuelta de DN 50 mm (2" de Ø) bridada RF en ANSI 150, posteriormente se encuentra otra brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 soldada al extremo centro de una tee de acero al carbón de DN 50 mm X 50 mm X 50 mm (2" X 2" X 2" de Ø) en cédula 40, la cual llamaremos **TEE 2**.

Finalmente regresando al extremo centro de la **TEE 1**, se encuentra el **By-Pass General** de la estación el cual se compone como se describe a continuación; Inmediato al extremo centro de la TEE 1 se tiene un carrete de tubería de acero al carbón de DN 40 mm (1½" de Ø), en el que se localiza un inserto de 6.35 mm (¼" de Ø) para la colocación de una válvula de aguja de 6.35 mm (¼" Ø) NPT, seguida por un manómetro para monitorear la presión a la entrada de la estación, aguas abajo del carrete se continua con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 40 mm (1½" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, inmediatamente seguida por una válvula de esfera de paso completo de ¼ de vuelta de 40 mm (1½" de Ø) bridada RF en ANSI 150, encontrándose después una brida de cuello soldable de acero al carbón de 40 mm (1½" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 la cual se une a una reducción concéntrica de acero al carbón de DN 50 mm X 40 mm (2" X 1½" de Ø) cédula 40, continuando con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) cédula 40, en el cual se localizan un inserto de 6.35 mm (¼" de Ø) donde se instala una válvula de aguja de 6.35 mm (¼") NPT, seguida por un manómetro para monitorear la presión a la salida de la estación, y un inserto más de 12.7 mm (½" de Ø) para colocar una válvula de esfera de paso completo de ¼ de vuelta seguida por una válvula de seguridad, aguas abajo del carrete se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 para cerrar así el Bypass de la estación; Aguas bajo de la brida antes mencionada se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 soldada a uno de los extremos

rectos laterales de la **TEE 2** antes mencionada, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40 la cual da salida al flujo de gas natural hacia la red de aprovechamiento del cliente.

a. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "BAJA PRESIÓN (TIPO 2)".

1.3.1. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

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

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

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

1.4. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

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

Localizado en la parte inferior de la estación se encuentra el By Pass general, el cual se pondrá en funcionamiento cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en los equipos de toda la caseta, el flujo pasará y se regulará por este By Pass al abrir la válvula de esfera de paso completo monitoreando la regulación con los manómetros ubicados aguas arriba y aguas abajo de esta válvula. Antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada a un 20% por arriba de la presión regulada, la cual es igual a 2.4 Kg/cm² (34.14 Psi), la cual se relevará a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM; Después de lo anterior el gas saldrá de la estación para entrar a la red de aprovechamiento.

b. MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "BAJA PRESIÓN (TIPO 2)"

LISTA DE MATERIALES "ERM" BAJA PRESIÓN			
No.	**CANT.**	**UNIDAD**	**DESCRIPCIÓN**
1	1.5	ml	Tubería A/C de DN 50 mm (2"Ø) C/C ASTM A53 GRADO B ced. 40
2	1	ml	Tubería A/C de DN 40 mm (1 1/2"Ø), C/C ASTM A53 GRADO B ced. 40
3	1	Pza	Tee soldable A/C de DN 50 mm (2"Ø) ced. 40
4	1	Pza	Tee soldable A/C de DN 40 mm (1 1/2"Ø) ced. 40
5	1	Pza	Codo soldable de A/C de DN 90° x 50 mm (90° x 2"Ø) radio Largo ced. 40
6	1	Pza	Codo soldable de A/C de DN 90° x 40 mm (90° x 1 1/2"Ø) radio Largo ced. 40
7	1	Pza	Codo roscable de A/C de DN 90° x 15 mm (90° x 1/2"Ø) en ced. 40
8	3	Pza	Reducción concéntrica soldable A/C de DN 50 mm x 40 mm (2"x1 1/2"Ø) ced. 40
9	2	Pza	Reducción bushing de A/C de DN 40 mm X 32 mm (1 1/2"Ø X 1 1/4"Ø) ced. 40
10	3	Pza	Cople soldable de A/C de 12.7 mm (1/2" en Ø) ced 80
11	5	Pza	Cople soldable de A/C de 6.35 mm (1/4"Ø) en ced 80
12	1	Pza	Niple corrido de A/C de 31.75 mm X 203.2 mm (1 1/4" de Ø X 8") largo en ced. 80
13	3	Pza	Niple corrido de A/C de 12.7 mm X 76.2 mm (½" de Ø X 3") de largo en ced. 40
14	4	Pza	Niple corrido de A/C de 6.35 mm x 50.8 mm (¼" de Ø X 2") de largo en ced 40
15	2	Pza	Tapón macho Solido roscable de 3000 lbs de 12.7 mm (1/2" de Ø)
16	1	Pza	Tapón macho Solido roscable de 3000 lbs de 6.35 mm (1/4" de Ø)
17	8	Pza	Brida cuello soldable A/C de DN 50 mm (2" Ø) tipo RF ANSI 150 ced. 40
18	6	Pza	Brida cuello soldable A/C de DN 40 mm (1-1/2" Ø) tipo RF ANSI 150 ced. 40
19	2	Pza	Brida Roscable (THR) A/C de DN 40 mm (1-1/2" Ø) tipo RF ANSI 150 ced. 40
20	1	Pza	Válvula de esfera de DN 50 mm (2" Ø) bridada tipo RF en ANSI 150
21	2	Pza	Válvula de esfera de DN 40 mm (1-1/2" Ø) bridada tipo RF en ANSI 150
22	2	Pza	Válvulas de bronce de esfera de 1/4 de vuelta de 12.7 mm (½" Ø) roscada NPT
23	1	Pza	Válvulas de bronce de esfera de 1/4 de vuelta de 6.35 mm (¼" Ø) roscada NPT
24	1	Pza	Válvula de seguridad angular Mca. Vayremex, calibrada a 2.9 kg/cm² con conexión de entrada roscada macho de 12.7 mm (1/2"ø) y conexión de salida roscada hembra de 19.05 mm (3/4"Ø)
25	3	Pza	Válvulas de aguja de Latón de 6.35 mm (1/4"Ø) NPT, Modelo 302-HH

26	8	Pza	Junta Flexitalic de DN 50 mm (2" Ø) en ANSI 150
27	8	Pza	Junta Flexitalic de DN 40 mm (1 1/2" Ø) en ANSI 150
28	22	Pza	Espárragos tropicalizados de 15.875 mm X 88.9 mm (5/8"Ø X 3 1/2") de largo con 2 tuercas de 26.988 mm (1 1/16")
29	30	Pza	Espárragos tropicalizados de 12.7 mm X 82.55 mm (1/2" de Ø X 3 1/4") de largo con 2 tuercas de 22.225 mm (7/8")
30	10	Pza	Tornillo de 15.875 mm x 50.8 mm (5/8" de Ø x 2") de largo Ac. c. con su respectiva rondana de presión alta resistencia
31	1	Pza	Filtro Tipo "Y" Bridado de acero al carbón DN 40 mm (1-1/2" Ø) en ANSI 150 (con conexiones de purga de 12.7mm (1/2"Ø))
32	1	Pza	Regulador CL-34-2IM,Conexión de DN 50 mm (2"Ø), Orificio 9.525 mm (3/8")
33	1	Pza	Medidor Tipo Pistón Rotativo Modelo G-100, bridado de DN 50 mm (2" Ø) tipo RF en ANSI 150
34	1	Pza	Manómetro de DN 50 mm (2") de caratula, rango de 0-11 kg/cm² con conexión inferior de 6.35 (1/4"Ø) NPT
35	2	Pza	Manómetro de DN 50 mm (2") de caratula, rango de 0-4 kg/cm² con conexión inferior de 6.35 mm (1/4"Ø) NPT

1.5. MEMORIA DE CÁLCULO.

1.5.1. CÁLCULO DE DIÁMETROS Y VELOCIDADES.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ max}$ =	6.86 *Bar*	7.00 *Kg/cm²*	99.56 *Psig*	686.7 *kpa*
$P_{in\ min}$ =	5.39 *Bar*	5.50 *Kg/cm²*	78.23 *Psig*	539.55 *kpa*
$P_{out\ max}$	2.94 *Bar*	3.00 *Kg/cm²*	42.67 *Psig*	294.3 *kpa*
$P_{out\ min}$	1.96 *Bar*	2.00 *Kg/cm²*	28.45 *Psig*	196.2 *kpa*

Q_{max} = 200.000 *SCMH* = 0.170 *MMSCFD*

P_{atm} = 14.67 *Psia* Elevación (m.s.n.m.): 42

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$$Q = v * A$$

Donde: Ubicación del Medidor: BAJA PRESIÓN

- **Q** → Flujo
- **v** → velocidad
- **A** → Área

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{in\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ in}$ = **30.407 ACMH**

$$D_{in} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq$ **0.913 pulg. Ø**

Diámetro Seleccionado DN de entrada

DN_{in} = **1 1/2" Ø CED 40**
$Dint_{in}$ = **1.610**

$$v_{in} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{in})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{in} = **6.434 *m/s* 21.109 *ft/s***

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{out\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ out}$ = **65.517 ACMH**

$$D_{out} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq$ **1.340 pulg. Ø**

Diámetro Seleccionado DN de salida

DN_{out} = **2" Ø CED 40**
$Dint_{in}$ = **2.067**

$$v_{out} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{out})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{out} = **8.411 *m/s* 27.594 *ft/s***

Donde:

DNout → Diámetro del Medidor y de Salida de la ERM.

1.5.2. SELECCIÓN DEL REGULADOR

Se seleccionó un regulador Modelo CL34-2IM, con entrada y salida de DN 50 mm (2" de Ø) bridado en 150 ANSI, con orificio de 9.525 mm (3/8" de Ø).

Demostración de la capacidad máxima de flujo del regulador para una presión manométrica mínima de entrada de 5.5Kg/cm^2 (78.23 Psi), una presión manométrica mínima de salida de 2 Kg/cm^2 (28.45 Psi) y un flujo máximo de 200.00 m^3/hr.

Typical Capacity Info.	
Manufacturer	Itron
Type and model	CL34-1IM, CL34-2IM

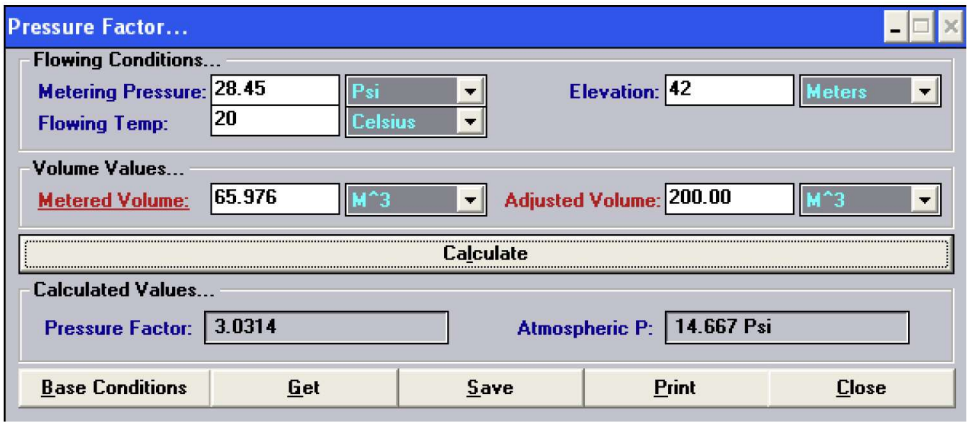
Capacities in 1000 SCFH (m³/hr) of 0.6 S.G.; base conditions of 14.7 PSIA and 60°F.

Inlet Pressure PSIG	Outlet Pressure PSIG	Orifice Size							
		3/8"		1/2"		5/8"		3/4"	
30	11 or less	5.7	(161)	9.9	(280)	12.3	(348)	13.9	(394)
	15	5.4	(153)	9.5	(269)	11.8	(334)	13.1	(371)
	20	4.9	(139)	8.4	(238)	10.4	(295)	11.7	(331)
	25	3.6	(102)	6.3	(178)	7.8	(221)	8.7	(246)
40	16 or less	7.0	(198)	12.2	(346)	15.0	(425)	16.8	(476)
	20	6.8	(193)	11.7	(331)	14.4	(408)	16.1	(456)
	30	5.4	(153)	9.5	(269)	11.8	(334)	13.1	(371)
	35	4.1	(116)	7.0	(198)	8.8	(249)	9.8	(278)
50	22 or less	8.4	(238)	14.4	(408)	17.6	(499)	19.6	(555)
	30	7.8	(221)	13.5	(382)	16.8	(476)	18.9	(535)
	40	6.0	(170)	10.3	(292)	12.8	(363)	14.7	(416)
	45	4.4	(125)	7.6	(215)	9.6	(272)	10.5	(297)
60	26 or less	9.0	(255)	16.6	(470)	20.0	(567)	23.0	(652)
	40	8.5	(241)	14.9	(422)	18.4	(521)	20.3	(575)
	50	6.6	(187)	11.2	(317)	14.0	(397)	15.4	(436)
	55	4.9	(139)	8.4	(238)	10.4	(295)	11.5	(326)
75	37 or less	10.8	(306)	18.9	(535)	23.2	(657)	26.6	(754)
	40	10.8	(306)	18.9	(535)	23.2	(657)	26.6	(754)
	50	9.9	(280)	18.0	(510)	22.4	(635)	25.2	(714)
	60	8.6	(244)	14.4	(408)	18.4	(521)	21.0	(595)
100	50 or less	14.4	(408)	25.0	(708)	31.0	(878)		
125	60 or less	18.0	(510)	31.0	(878)	38.0	(1076)		

De lo anterior se demuestra que para la Presión de entrada mínima de 5.5 Kg/cm^2 (78.23 Psig), y a una presión de salida mínima de 2 Kg/cm^2 (28.45 Psig) el regulador seleccionado tiene la capacidad de suministrar un flujo máximo de 408 m^3/hr sobrepasando al máximo requerido de 200.00 m^3/hr. y que estará trabajando al 49.02 % de su capacidad.

1.5.3. SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

Tomando en cuenta la altitud donde se efectuará el consumo de Gas Natural, tenemos que el máximo flujo en la línea de salida en condiciones actuales es:

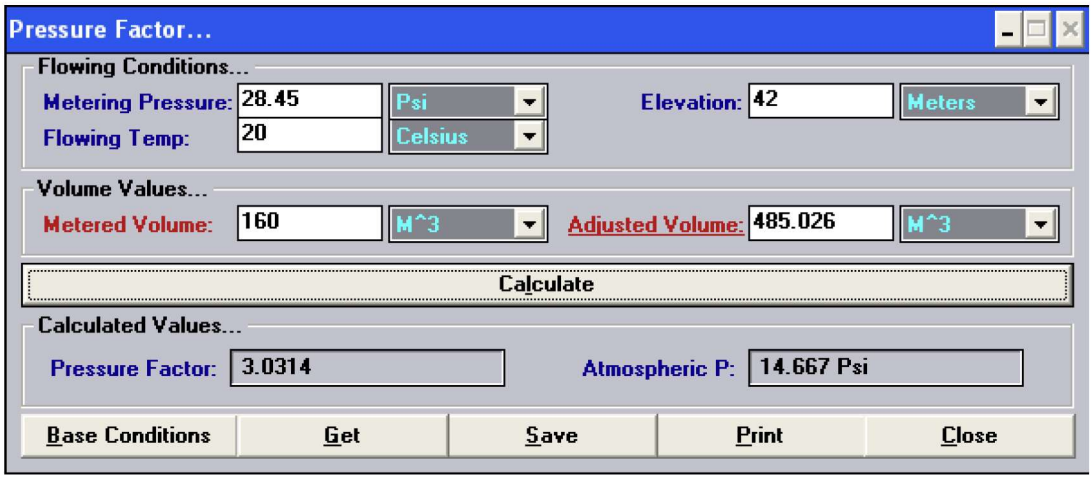


$$Q_{act\ out} = 65.98\ ACMH$$

Con este valor y la presión mínima de salida de 28.45 psi (2.00 Kg/cm^2), podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar, para las condiciones que nos arrojan los cálculos anteriores:

Line Mounted										
Model			G16	G25	G40	G65	G100	G160 3"	G160 4"	G250	G400 4"
Base Rating (m³/h)			25	40	65	100	160	250	250	400	650
Meter Oper. Press.			Corrected Capacity at Metering Pressure in Nm³/h								
PSIG	kPa	Bar									
3	21	0,2	29,5	47,3	76,8	118,1	189,0	295,3	295,3	472,5	767,8
5	34	0,3	32,9	52,7	85,6	131,7	210,7	329,3	329,3	526,8	856,1
10	69	0,7	41,4	66,3	107,7	165,6	265,0	414,1	414,1	662,6	1076,7
15	103	1,0	49,9	79,8	129,7	199,6	319,3	499,0	499,0	798,4	1297,4
20	138	1,4	58,4	93,4	151,8	233,5	373,7	583,8	583,8	934,1	1518,0
30	207	2,1	75,4	120,6	195,9	301,4	482,3	753,6	753,6	1205,7	1959,3
40	276	2,8	92,3	147,7	240,1	369,3	590,9	923,3	923,3	1477,3	2400,5

Para las condiciones de operación mencionadas con anterioridad se seleccionó un **Medidor Tipo Pistón Rotativo G-100 DN 50 mm (2"Ø) ANSI 150,** el cual podrá medir un flujo en condiciones actuales de 160m^3/h, que a la máxima presión de salida, respectivamente, nos dará un flujo corregido aproximado de:



$$Q_{MAX} = 485.026\,SCMH$$

De acuerdo al cálculo anterior el medidor G-100, estará trabajando al 41.2% de su capacidad.

1.5.4. SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD

Número de Válvulas	1

VARIABLE	CANTIDAD/UNIDADES	
Orificio (Diámetro D) Área	0.78	cm^2
Presion de ajuste:	2.40	kg/cm^2
Temperatura:	20.0	°C

Fluido:	GAS NATURAL

Formula empleada según ASME sección VIII, NOM 093.

$$v = \frac{A\ 17.2\ Kd\ C\ P\ Kb}{\sqrt{T}\ \sqrt{Z}\ \sqrt{M}}$$

Tabla de simbología y significados de las variables de la formula anterior.

SIMBOLOGIA	SIGNIFICADO		COMENTARIOS
Kd	Factor de descarga	0.874	*Factor Vayremex*
			Adimensional
P	Presión Absoluta a la entrada de la válvula	3.7	*Bar*
	Se calcula sumando:		
	Presión de Ajuste:	2.4	*Bar*
	Sobre-presión:	0.24	*Bar*
		10%	de la presión de ajuste
	Presión atmosferica a nivel del mar:	1.013	*Bar*
C	Constante (Relación de calor especifico)		*Adimensional*
	$C = 520\sqrt{K\left\{\frac{2}{K+1}\right\}^{\frac{K+1}{K-1}}}$	*K=* 1.27	
		C= 344.13	
Kb	Factor de corrección por contrapresión	1	*Adimensional*
T	Temperatura absoluta a la entrada de la válvula	293	*°K*
	Se calcula sumando:		
	Temperatura de relevo:	20	*°C*
	Mas °Kelvin	273	*°K*
Z	Factor de compresibilidad	1	*Adimensional*
M	Peso Molecular	19	*Adimensional*
	$v = \frac{14{,}953.24}{74.61}$		
	v = 200.4	m^3/hr	

VÁLVULA DE SEGURIDAD - ORIFICIO D - ENTRADA 12.7 mm (1/2" DE Ø) Y SALIDA 19.05 mm 3/4" Ø

1.5.5. CÁLCULO DE ESPESORES DE TUBERÍAS

1.5.5.1. Cálculo para la tubería de DN 40 mm (1½" de Ø)

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas natural. El numeral 5.1.1.1 de la NOM-003-SECRE-2011. Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos con la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Dónde:

t = espesor de la tubería en milímetros

P = presión manométrica de diseño en kPa;

D = diámetro exterior de la tubería en milímetros

S = resistencia mínima a la cedencia (RMC) en kPa;

F = factor de diseño por densidad de población

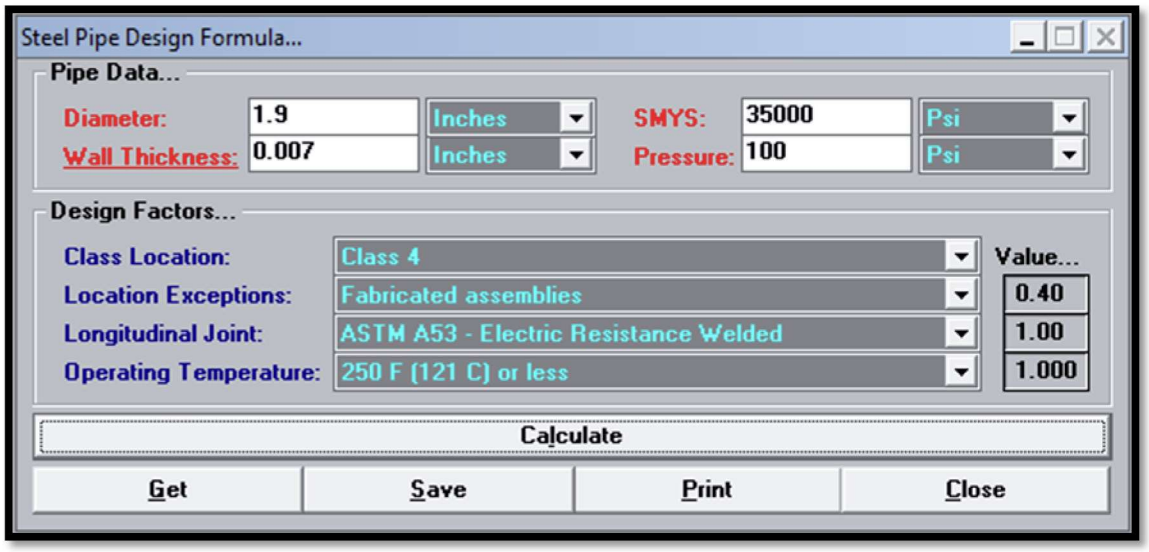
E = factos de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T = factor de corrección por temperatura del gas;

(T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 393°K.)

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 Grado B, Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.5 KPa



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 40 mm (1½" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.1778 mm (0.007"), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción nos da un valor de 0.254 mm (0.010") de espesor, la tubería de DN 40 mm (1½" de Ø) ASTM A53 Grado B Cédula 40 instalada tiene 3.683 mm (0.145") de espesor sobrepasando el espesor requerido.

1.5.5.2. Cálculo para la tubería de DN 50 mm (2" de Ø)

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 Grado B. Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.5 KPa

De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 50 mm (2" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.1016 mm (0.004"), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción nos da un valor de 0.1519 mm (0.006") de espesor, la tubería de DN 50 mm (2" de Ø) ASTM A53 Grado B Cédula 40 instalada tiene 3.9116 mm (0.154") de espesor sobrepasando el espesor requerido.

Tabla 5.13. Especificaciones de la Tubería Instalada.

Diámetro Nominal mm (Pulgadas)	Diámetro Exterior mm (Pulgadas)	Espesor mm (Pulgadas)	Especificación
50 mm (2")	60.325mm (2.375")	3.9116 mm (0.154")	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B
40 mm (1½")	48.26 mm (1.900")	3.683 mm (0.145")	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B

ESTACION DE REGULACION Y MEDICION ERM INDUSTRIAL

ALTA PRESION (TIPO 4)

Capacidad máxima de 475.59 SCMH ~ 0.403 MMSCFD

Presión: 21 Kg/cm² ~ 298.69 Psi

1. MEMORIA TÉCNICO DESCRIPTIVA DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "ALTA PRESION (TIPO 4)"

Las consideraciones para el diseño de la estación están basadas en la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural

Aunado a lo anterior se menciona que el desarrollo del diseño de esta estación de regulación y medición, se consideraron varios factores de seguridad primordiales para la operatividad de la misma los cuales por mencionar algunos son:

Porcentaje excedente por seguridad en el espesor de las tuberías de acero, factores de diseño de clase 4 que son los más estrictos, válvula de desfogue, válvulas de bloqueo y disparo, juntas dieléctricas y recubrimientos epóxicos para evitar la corrosión.

1.1. OBJETIVO DE LA ERM.

Brindar el servicio de recepción, acondicionamiento y medición de gas natural de manera confiable y segura para cualquier condición de uso del combustible cumpliendo con la presión requerida.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

La siguiente descripción es de la Estación de Regulación y Medición que se encargara de suministrar gas natural a las empresas**,** por parte de **GAS NATURAL DEL NOROESTE S.A. DE C.V.**

Se inicia con una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 cédula 40, seguida por una reducción soldable de acero al carbón de DN 50 mm X 25 mm (2" X 1" de Ø) cédula 40, después se tiene soldada por uno de sus extremos rectos laterales una tee de acero al carbón de DN 25 mm X 25 mm X 25 mm (1" X 1" X 1" de Ø) en cédula 40, a la cual llamaremos **TEE 1**, en la cual por su extremo centro se deriva el By-Pass General de la estación el cual se describirá más adelante.

Por el extremo recto lateral restante de la **TEE 1** en posición vertical con dirección hacia arriba, se deriva el **Tren de Filtración y Regulación**; iniciando con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, que se encuentra unido a una tee de acero al carbón de DN 25 mm X 25 mm X 25 mm (1" X 1" X 1" de Ø) cédula 40 por uno de sus extremos rectos laterales a la cual llamaremos **TEE 2**, en la que por su extremo centro se deriva el **By-Pass de Filtración**, el cual inicia con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, continuando con una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, después se tiene instalada una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta de 25 DN mm

(1" de Ø) bridada RF en ANSI 300, posteriormente se tiene una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, después de esta se tiene un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, que tiene en su otro extremo un codo de acero al carbón de DN 90° X 25 mm (90° X 1" de Ø) en cédula 40, posterior a este y en posición vertical se continua con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, seguida por una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, seguida por otra brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después de esta se tiene instalada una válvula Shut Off marca Fisher modelo 634 de DN 25 mm (1" de Ø) roscada NPT, después de esta se cuenta con una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, continuando con otra brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, continuando con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, seguido por un codo de acero al carbón de DN 90° X 25 mm (90° X 1" de Ø) en cédula 40, después se continua con un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, continuando con una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, seguida por otra brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, enseguida se tiene instalado un filtro tipo coalescedor Parker modelo MN4L-4CUG de DN 25 mm (1" de Ø) NPT en ANSI 300, el cual en su otro extremo cuenta con una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, seguido por una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta de DN 25 mm (1" de Ø) bridada RF en ANSI 300, después se localiza una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, continuándole con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, para finalmente unirse al extremo centro de una tee de acero al carbón de DN 25 mm X 25 mm X 25 mm (1" X 1" X 1" de Ø) en cédula 40, la cual identificaremos como **TEE 3** cerrando el **By-Pass de Filtración.**

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 2** en posición vertical, se tiene un carrete de tubería acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, el cual se une a una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) en ANSI 300, enseguida a la cual, se encuentra instalada una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta de DN 25 mm (1" de Ø) bridada RF en ANSI 300, posterior a esta se tiene una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300 seguida por un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, el cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de la **TEE 3** antes descrita.

Por el extremo recto lateral restante de la **TEE 3** se continua con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, al cual le sigue un codo de acero al carbón de DN 90° X 25 mm (90° X 1" de Ø) en cédula 40, posterior a este se cuenta con una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300 cédula 40 continuando con una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después de esta se tiene un regulador Elster modelo 040-C de DN 25 mm (1" de Ø) NPT, posteriormente en el otro extremo de dicho regulador se encuentra instalada una brida soldable Slip On de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF en ANSI 300 cédula 40 la cual se encuentra unida a una reducción de acero al carbón de DN 50 mm X 25 mm (2" X 1" de Ø) en cédula 40, soldada a un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) cédula 40, en el cual se encuentran dos insertos de 6.35 mm (1/4" de Ø), el primero es para la colocación de una válvula de aguja

seguida por la colocación de un manómetro para monitorear la presión después del regulador, en el segundo inserto, paralelo al primero, se le coloca una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta para desfogue, aguas abajo del carrete se continua con un codo soldable de acero al carbón de DN 90° X 50 mm (90° X 2" de Ø) en cédula 40, seguido de un pequeño carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) en cédula 40, unido a una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, inmediatamente seguida por un medidor tipo Pistón Rotativo Dresser Modelo G-100 de DN 50 mm (2" de Ø) bridado RF en ANSI 150, enseguida se encuentra instalada una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, la cual a su vez se encuentra unida a un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) cédula 40, en el que se encuentran dos insertos, uno de 12.7 mm (1/2" de Ø) para la instalación de un termopozo, y el segundo de 6.35 mm (1/4" de Ø) para la instalación de una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta, para la instalación de la señal de la válvula Shut Off, aguas abajo del carrete se continua con una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, posteriormente se encuentra una válvula de esfera de DN 50 mm (2" de Ø) bridada RF en ANSI 150, después de esta se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, la cual se suelda al extremo centro de una tee soldable de acero al carbón de DN 50 mm X 50 mm X 50 mm (2" X 2" X 2" de Ø) en cédula 40, a la que llamaremos **TEE 4**.

Finalmente regresando al extremo centro de la **TEE 1**, se tiene el **By-Pass General** de la estación que está compuesta como se describe a continuación; Inicia con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 25 mm (1" de Ø) cédula 40, en el que se localiza un inserto de 6.35 mm (1/4" de Ø) para la instalación de una válvula de aguja seguida por un manómetro para monitorear la presión a la entrada de la estación, aguas abajo del carrete se continua con una reducción soldable de acero al carbón de DN 40 mm X 25 mm (1-1/2" X 1" de Ø) cédula 40, seguida por una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 cédula 40, continuando con una válvula de esfera de paso completo de 1/4 de vuelta de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) bridada RF en ANSI 300, inmediatamente seguida por una válvula de Globo de acero al carbón de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) bridada RF en ANSI 300, después de esta se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) tipo RF en ANSI 300 en cédula 40, seguida por una reducción de acero al carbón de DN 50 mm X 40 mm (2" X 1-1/2" de Ø) cédula 40, continuándole con un carrete de tubería de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) en cédula 40, en el cual se localizan dos insertos, el primero de 6.35 mm (1/4" de Ø) para la colocación de una válvula de aguja seguida por un manómetro para monitorear la presión a la salida de la estación, y el segundo inserto de 12.7 mm (1/2" de Ø) se coloca una válvula de seguridad, con el cual se termina el By-Pass General; Aguas abajo del carrete se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, la cual está unida a uno de los extremos rectos laterales de la **TEE 4** antes descrita, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF en ANSI 150 cédula 40, la cual da salida al flujo de gas natural hacia la red de aprovechamiento del cliente.

1.3. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "ALTA PRESION (TIPO 4)"

1.3.1. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

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

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

- Un filtro tipo Coalescedor Parker modelo MN4L-4CUG de DN 25 mm (1" de Ø) roscado NPT.
- Un Paso de regulación de presión.
- Un medidor Tipo Pistón Rotativo Dresser modelo G-100.
- Válvula de seguridad.
- Válvula Shut Off Marca Fisher Modelo 634.

1.3.4. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

El Gas Natural entrara a la ERM por medio de un tubo de DN 50 mm (2" de Ø) de acero al carbón en cédula 40, después filtrara el gas en un filtro tipo Coalescedor para limpiar el gas de impurezas que puedan dañar el correcto funcionamiento de los equipos sensibles como el medidor y el regulador; Antes de este se tiene instalada una válvula de cierre para alta presión calibrada a 4.0 Kg/cm² (56.89 Psi), como elemento de protección en caso de alguna sobrepresión, posteriormente se regulara la presión de entrada, bajándola de 21.0 Kg/cm² (298.69 Psi) a 3.0 Kg/cm² (42.66 Psi), después de regular el gas fluirá hacia el medidor, donde después haber sido medido el flujo de gas continua hacia la salida de la ERM.

En la parte inferior de la estación se encuentra ubicado el By-Pass General, el cual entrara en funcionamientos cuando sea necesario realizar mantenimiento a los equipos ya sea de filtración, regulación o medición, se dejara fluir el gas abriendo completamente la válvula de paso completo y posteriormente la regulación será controlada mediante la válvula de globo, vigilando la presión con los manómetros ubicados aguas arriba y aguas debajo de esta válvula, antes de la salida misma se tiene una válvula de seguridad calibrada a 2.4 Kg/cm² (34.13 Psi), la cual se relevara a la presión anterior en el dado caso de que el regulador fallara y se abriera por completo dejando pasar la presión de entrada a la ERM después de lo anterior el gas saldrá de la ERM para entrar a la Instalación de Aprovechamiento.

1.4. MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM INDUSTRIAL "ALTA PRESION (TIPO 4)"

LISTA DE MATERIALES "ERM" ALTA PRESION (TIPO 4)			
No.	**CANT.**	**UNIDAD**	**DESCRIPCIÓN**
1	2.5	ML	Tubería A/C ASTM A53 grado B c/c de DN 25 mm (1" de Ø) ced. 40
2	2.5	ML	Tubería A/C ASTM A53 grado B c/c de DN 50 mm (2" de Ø) ced. 40
3	3	PZA	Codo soldable A/C de DN 90° X 25 mm (1" de Ø) radio largo ced. 40
4	1	PZA	Codo soldable A/C de DN 90° X 50 mm (2" de Ø) radio largo ced. 40
5	3	PZA	Tee soldable A/C de DN 25 mm (1" de Ø) en ced. 40
6	1	PZA	Tee soldable A/C de DN 50 mm (2" de Ø) en ced. 40
7	1	PZA	Reducción concéntrica soldable A/C de DN 40 mm X 25 mm (1-1/2" x 1" de Ø) ced 40
8	2	PZA	Reducción concéntrica soldable A/C de DN 50 mm X 25 mm (2" x 1" de Ø) ced 40
9	1	PZA	Reducción concéntrica soldable A/C de DN 50 mm X 40 mm (2" x 1-1/2" de Ø) ced 40
10	7	PZA	Brida cuello soldable A/C de DN 50 mm (2" de Ø) tipo RF ANSI 150 ced. 40
11	4	PZA	Brida cuello soldable A/C de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF ANSI 300 ced. 40
12	2	PZA	Brida cuello soldable A/C de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) tipo RF ANSI 300 ced. 40
13	14	PZA	Brida deslizable (S.O.) A/C de DN 25 mm (1" de Ø) tipo RF ANSI 300
14	6	PZA	Cople roscado A/C de 6.35 mm (1/4" de Ø) ced. 80
15	3	PZA	Cople roscado A/C de DN 15 mm (1/2" de Ø) ced. 80
16	2	PZA	Tapón macho solido de A/C de 6.35 mm (1/4" de Ø) ced. 40
17	1	PZA	Tapón macho roscable de A/C de 12.7 mm (1/2" de Ø) ced. 40
18	6	PZA	Niple corrido de 6.35 mm X 50.8 mm (1/2" X 2") de largo en A/C cédula 40
19	1	PZA	Niple corrido de 12.7 mm X 76.2 mm (1/2" X 3") de largo en A/C cédula 40
20	1	PZA	Conector a 90° de A/C de 6.35 mm NPT X 9.525 mm (1/4" NPT X 3/8") tubing
21	2	PZA	Conector recto de 6.35 mm NPT – 9.525 mm (1/4" NPT – 3/8") tubing
22	1	ML	Tubing A/I de 9.525 mm (3/8" de Ø) sin costura
23	1	PZA	Válvula esfera de DN 50 mm (2" de Ø) bridada RF en ANSI 150
24	3	PZA	Válvula esfera de DN 25 mm (1" de Ø) bridada RF en ANSI 300
25	1	PZA	Válvula esfera de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) bridada RF en ANSI 300
26	1	PZA	Válvula Globo de A/C de DN 40 mm (1-1/2" de Ø) bridada RF en ANSI 300
27	1	PZA	Válvula Shutoff Fisher modelo 634 de DN 25 mm (1" de Ø) NPT con disco de fractura color amarillo (3.4 a 4 bar).
28	1	PZA	Válvula De Seguridad Mca. Vayremex, Mod 211, En Bronce, orificio de entrada de 12.7 mm X 19.05 mm (1/2" X 3/4") con palanca, calibrada a 3.2

			Kg/cm²
29	3	PZA	Válvula De Aguja de 6.35 mm (1/4” de Ø) NPT de A/I
30	2	PZA	Válvula de esfera de 6.35 mm (1/4” de Ø) roscable NPT
31	1	PZA	Válvula de esfera de DN 15 mm (1/2” de Ø) roscable NPT
32	1	PZA	Medidor tipo pistón rotativo G-100 de DN 50 mm (2") bridado RF en ANSI 150
33	1	PZA	Regulador Elster mod. 040-C de DN 25 mm (1” de Ø) NPT con orificio de 6.35 mm (1/4”) resorte color blanco rango 20-60 psi.
34	2	PZA	Manómetro de DN 50 mm (2" de Ø) de caratula con glicerina, rango de 0-4 kg/cm² con conexión inferior de 6.35 mm (1/4") NPT
35	1	PZA	Manómetro de DN 50 mm (2" de Ø) de caratula con glicerina, rango de 0-42 kg/cm² con conexión inferior de 1/4" NPT
36	7	PZA	Flexitallic de DN 50 mm (2” de Ø) ANSI 150
37	14	PZA	Flexitallic de DN 25 mm (1” de Ø) ANSI 300
38	3	PZA	Flexitallic de DN 40 mm (1-1/2” de Ø) ANSI 300
39	72	PZA	Espárragos tropicalizados de 15.875 mm X 88.9 mm (5/8” X 3-1/2”) de largo con 2 tuercas de 1-1/16"
40	14	PZA	Espárragos tropicalizados de 19.05mm X 101.6 mm (3/4” X 4") de largo con 2 tuercas de 1-1/4"
41	1	PZA	Filtro Parker Tipo Coalescedor DN 25 mm (1") Mod. MN4L-4CUG ANSI 300
42	10	PZA	Tornillo de 15.875 mm X 50.8 mm (5/8" x 2") de largo c/rondana de presión de alta resistencia
43	1	PZA	Niple corrido de 6.35 mm X 50.8 mm (1/4" X 2") de largo en A/C cédula 80
44	3	PZA	Niple de A/C de 25.4 mm X 152.4 mm (1" X 6") de largo en A/C cédula 80

1.5. MEMORIA DE CÁLCULO.

1.5.1. CÁLCULO DE DIAMETROS Y VELOCIDADES.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ max}$	20.59 *Bar*	21.00 *Kg/cm²*	298.69 *Psig*	2060.1 *kpa*
$P_{in\ min}$	11.77 *Bar*	12.00 *Kg/cm²*	170.68 *Psig*	1177.2 *kpa*
$P_{out\ max}$	3.92 *Bar*	4.00 *Kg/cm²*	56.89 *Psig*	392.4 *kpa*
$P_{out\ min}$	1.96 *Bar*	2.00 *Kg/cm²*	28.45 *Psig*	196.2 *kpa*

Q_{max} = 300.000 *SCMH* = 0.254 *MMSCFD*

P_{atm} = 14.67 *Psia* Elevación (m.s.n.m.): 42

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$$Q = v * A$$

Donde:

Ubicación del Medidor: BAJA PRESIÓN

- **Q** → Flujo
- **v** → velocidad
- **A** → Área

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{in\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ in}$ = 22.86 ACMH

$$D_{in} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq$ 0.792 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

DN_{in} = 1" Ø CED 40

$Dint_{in}$ = 1.049

$$v_{in} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{in})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{in} = 11.394 *m/s* 37.382 *ft/s*

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max}\left(\frac{P_b \cdot (291.15°K)}{(P_{out\ min} + P_{atm})(293.15°K)}\right)$$

$Q_{act\ out}$ = 98.275 ACMH

$$D_{out} \geq \left(\sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 * v(m/s) * 3{,}600}}\right)\left(\frac{1(in)}{0.0254}\right)$$

Para v ≤ 20 m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq$ 1.642 pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

DN_{out} = 2" Ø CED 40

$Dint_{in}$ = 2.067

$$v_{out} = \left[\frac{(Q_{act})_{in}}{0.785 \bullet (DN_{out})^2}\right]\left(\frac{1}{0.0254}\right)^2$$

v_{out} = 12.616 *m/s* 41.391 *ft/s*

Donde:

DNout → Diámetro del Medidor y de Salida de la ERM.

1.5.2. SELECCIÓN DEL REGULADOR

DEMOSTRACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE FLUJO DEL REGULADOR PARA UNA PRESIÓN DE ENTRADA DE 21.0 *Kg/cm²* (298.69 Psi), *Y UN FLUJO DE 274.08 m³/hr.*

$$Q = K\sqrt{P_o(P_i - P_o)} \qquad \textit{Cuando } P_i / P_0 < 1.894$$

$$Q = KP_i/2 \qquad \textit{Cuando } P_i / P_0 > 1.894$$

Dónde:

Q → *Máximo flujo en m³/hr (SG = 0.6).*

K → *Constante de flujo presión manométrica de diseño.*

P_i → *Presión de entrada Absoluta (Bar).*

P_o → *Presión de Salida absoluta (Bar).*

$$\frac{P_i}{P_o} = \frac{21.605}{2.973} = 7.267 \rightarrow \frac{P_i}{P_o} > 1.894$$

Por lo tanto:

$Q = KP_i/2$

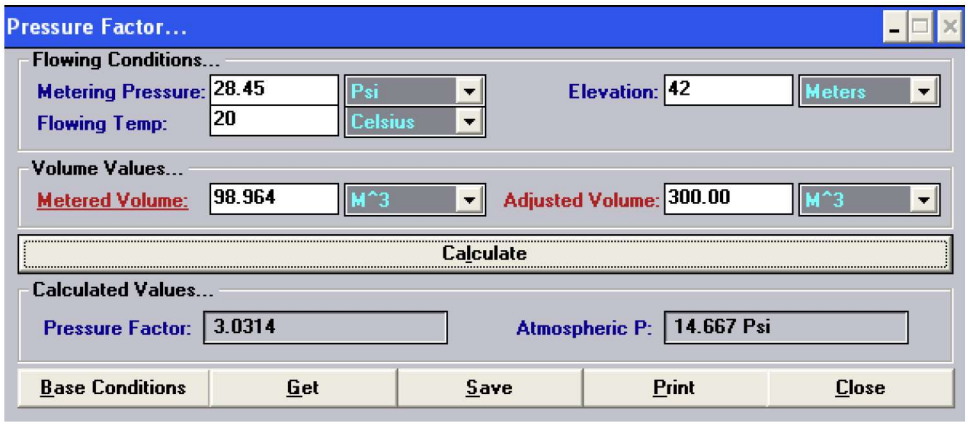
La constante K para orificio de 6.35 mm (¼") es igual a 54.1.

$$Q = (54.1)\frac{21.605}{2} = 584.41 \ \textbf{m³/hr.}$$

De lo anterior se demuestra que para la Presión de entrada a 21 Kg/cm² (298.69 Psi), el regulador tiene la capacidad de suministrar el flujo máximo que se requiere de 300.00 m³/hr (10,594.40 SCFH).

1.5.3. SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

Tomando en cuenta la altitud donde se efectuará el consumo de Gas Natural, tenemos que el máximo flujo en la línea de salida en condiciones actuales es:

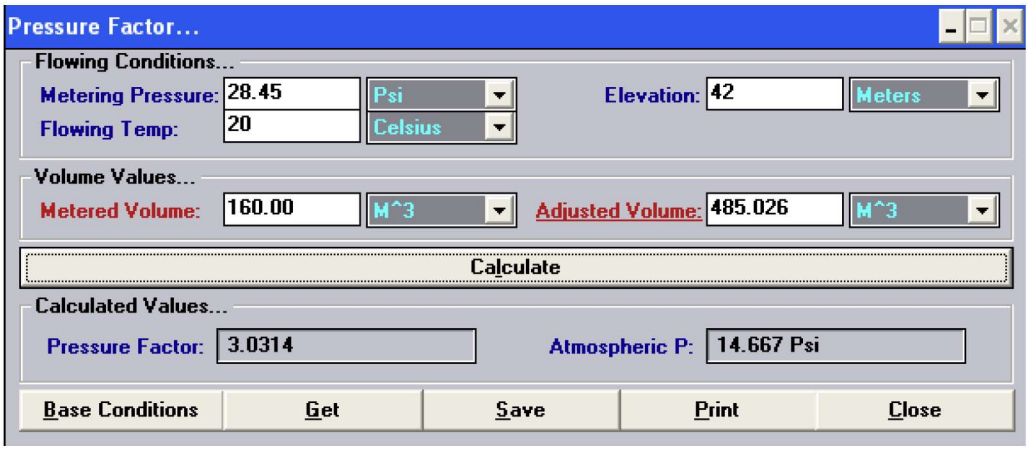


$$Q_{act\ out} = 98.96\ ACMH$$

Con este valor y la presión mínima de salida de 2 Kg/CM² (28.45 Psi), podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar, para las condiciones que nos arrojan los cálculos anteriores:

Line Mounted										
Model			G16	G25	G40	G65	G100	G160 3"	G160 4"	G250	G400 4"
Base Rating (m³/h)			25	40	65	100	160	250	250	400	650
Meter Oper. Press.			Corrected Capacity at Metering Pressure in Nm³/h								
PSIG	kPa	Bar									
3	21	0,2	29,5	47,3	76,8	118,1	189,0	295,3	295,3	472,5	767,8
5	34	0,3	32,9	52,7	85,6	131,7	210,7	329,3	329,3	526,8	856,1
10	69	0,7	41,4	66,3	107,7	165,6	265,0	414,1	414,1	662,6	1076,7
15	103	1,0	49,9	79,8	129,7	199,6	319,3	499,0	499,0	798,4	1297,4
20	138	1,4	58,4	93,4	151,8	233,5	373,7	583,8	583,8	934,1	1518,0
30	207	2,1	75,4	120,6	195,9	301,4	482,3	753,6	753,6	1205,7	1959,3
40	276	2,8	92,3	147,7	240,1	369,3	590,9	923,3	923,3	1477,3	2400,5

Para las condiciones de operación mencionadas con anterioridad se seleccionó un **Medidor Tipo Pistón Rotativo G-100 DN 50 mm (2"Ø) ANSI 150,** el cual podrá medir un flujo en condiciones actuales de 160m^3/h, que a la máxima presión de salida, respectivamente, nos dará un flujo corregido aproximado de:



$$Q_{MAX} = 485.026\ ACMH$$

De acuerdo al cálculo anterior el medidor G-100, estará trabajando al 61.9% de su capacidad.

1.5.4 SELECCIÓN DE LA VÁLVULA SHUT OFF.

La selección de la Válvula Shut off se realiza de acuerdo a manuales proporcionados por el fabricante y de acuerdo a las condiciones de operación calculadas. De acuerdo a las tablas se puede comprobar que la válvula seleccionada 634M de DN 25 mm (1" de Ø), cumple con las condiciones de flujo y presión (300.00 m³/h (10,594.4 SCFH), 12.0 kg/cm² (170.68 Psi) presión de entrada y 2.0 kg/cm² (28.45 Psi) presión de salida)

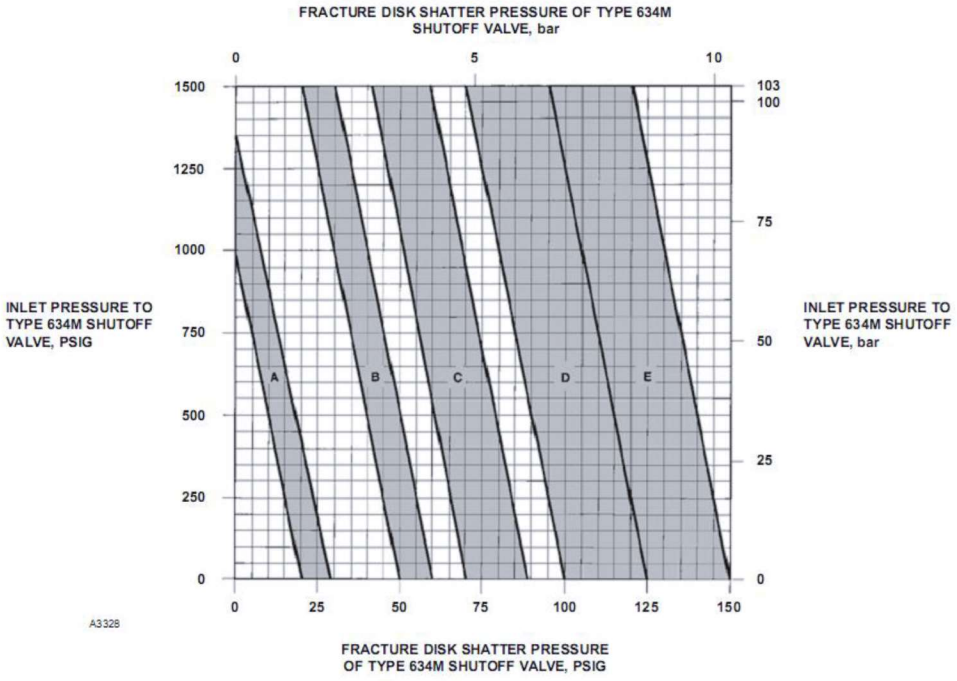


Tabla 1. *CAPACIDADES TIPICAS*

PRESION DE ENTRADA A LA VÁLVULA SHUTOFF, Psig (bar)	CAIDA DE PRESION A TRAVES DE LA VALVULA SHUTOFF Psig (bar)	FLUJO ENSCFH (m^3/h), GRAVEDAD ESPECIFICA 0.6	
		¾" CUERPO	1" CUERPO
100 (6,9)	1 (0,069)	6,000 (161)	7,000 (188)
500 (34)	1 (0,069)	13,000 (348) 29,000 (777)	**15,000 (402)** 34,000 (911)
1000 (69)	1 (0,069)	18,000 (482) 40,000 (1072)	21,000 (563) 46,000 (1233)

PRESIÓN DE RUPTURA		DISCO DE FRACTURA	
Válvula shut off tipo 634	Válvula shut off tipo 634M	Color	No. Parte
20 a 28 psig (1,4 a 1,9 bar)	20 a 28 psig (1,4 a 1,9 bar) de 0 psig (0 bar) presión de entrada; ver curva A para otras presiones.	Rojo	29A1936X012
50 a 60 psig (3,4 a 4,1 bar)	**50 a 60 psig (3,4 a 4,1 bar) de 0 psig (0 bar) presión de entrada; ver curva B para otras presiones.**	**Amarillo**	29A1936X022
72 a 88 psig (5,2 a 6,1 bar)	72 a 88 psig (5,2 a 6,1 bar) de 0 psig (0 bar) presión de entrada; ver curva C para otras presiones.	Blanco	29A1936X032
100 a 125 psig (6,9 a 8,6 bar)	100 a 125 psig (6,9 a 8,6 bar) de 0 psig (0 bar) presión de entrada; ver curva D para otras presiones.	Negro	29X1936X042
125 a 150 psig (8,6 a 10 bar)	125 a 150 psig (8,6 a 10 bar) de 0 psig (0 bar) presión de entrada; ver curva E para otras presiones.	Azul	29A1936X052

1.5.5 SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD.

Número de Válvulas	1

VARIABLE	CANTIDAD/UNIDADES	
Orificio (Diámetro D) Área	0.78	cm^2
Presion de ajuste:	2.40	kg/cm^2
Temperatura:	20.0	°C

Fluido:	GAS NATURAL

Formula empleada según ASME sección VIII, NOM 093.

$$v = \frac{A\ 17.2\ Kd\ C\ P\ Kb}{\sqrt{T}\ \sqrt{Z}\ \sqrt{M}}$$

Tabla de simbología y significados de las variables de la formula anterior.

SIMBOLOGIA	SIGNIFICADO		COMENTARIOS	
Kd	Factor de descarga	0.874	*Factor Vayremex*	
			Adimensional	
P	Presión Absoluta a la entrada de la válvula	3.7	*Bar*	
	Se calcula sumando:			
	Presión de Ajuste:	2.4	*Bar*	
	Sobre-presión:	0.24	*Bar*	
		10%	de la presión de ajuste	
	Presión atmosferica a nivel del mar:	1.013	*Bar*	
C	Constante (Relación de calor especifico)		*Adimensional*	
	$C = 520\sqrt{K\left\{\frac{2}{K+1}\right\}^{\frac{K+1}{K-1}}}$	*K=* 1.27		
		C= 344.13		
Kb	Factor de corrección por contrapresión	1	*Adimensional*	
T	Temperatura absoluta a la entrada de la válvula	293	*°K*	
	Se calcula sumando:			
	Temperatura de relevo:	20	*°C*	
	Mas °Kelvin	273	*°K*	
Z	Factor de compresibilidad	1	*Adimensional*	
M	Peso Molecular	19	*Adimensional*	
	$v = \frac{14{,}953.24}{74.61}$			
	v = 200.4	m^3/hr		

VALVULA DE SEGURIDAD - ORIFICIO D - ENTRADA 12.7 mm (1/2" de Ø) Y SALIDA 19.05 (3/4" de Ø)

1.5.5 CÁLCULO DE ESPESORES DE TUBERÍAS

1.5.5.1 Cálculo para la tubería de DN 50 mm (2" de Ø).

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas natural de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Dónde:

t → Espesor mínimo de la tubería

P → Presión manométrica de diseño

D → Diámetro exterior de la tubería

S → Resistencia mínima a la cadencia

F → Factor de diseño por densidad de población

E → Eficiencia de la junta longitudinal de la tubería

T → Factor de corrección por temperatura del gas.

T → 1 si la temperatura del gas es ≤ 400º K

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 Grado B, Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.5 KPa

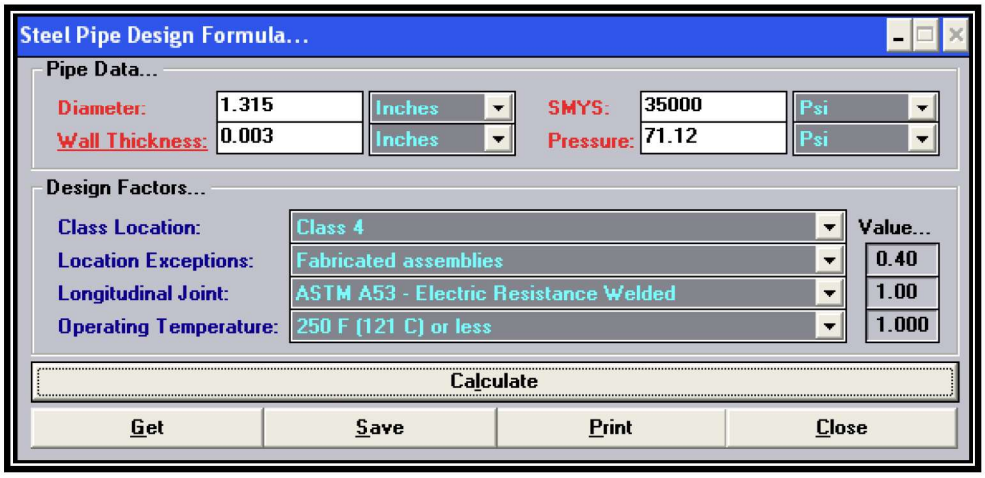
De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 50 mm (2" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.635 mm (0.025"), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción

nos da un espesor de 0.9493 mm (0.0374''), la tubería de DN 50 mm (2" de Ø) ASTM A53 Grado B Cédula 40 instalada tiene 3.9116 mm (0.154") de espesor sobrepasando el espesor requerido.

1.5.5.2 Cálculo para la tubería de DN 25 mm (1" de Ø)

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación ASTM A53 Grado B. Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 35,000 Psi = 241,316.5 KPa



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de DN 25 mm (1" de Ø) tenga un espesor mínimo de 0.0762 mm (0.003''), más 30% de corrosión, más el 15% de fallas en la construcción nos da un espesor de 0.1139 mm (0.0045''), la tubería de DN 25 mm (1" de Ø) ASTM A53 Grado B Cédula 40 instalada tiene 3.3782 mm (0.133'') de espesor sobrepasando el espesor requerido.

Tabla 5.14. Especificaciones de la Tubería Instalada.

Diámetro Nominal mm (Pulgadas)	Diámetro Exterior mm (Pulgadas)	Espesor mm (Pulgadas)	Especificación
50 mm (2'')	60.325 mm (2.375'')	3.9116 mm (0.154'')	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B
25 mm (1'')	33.401 mm (1.315'')	3.3782mm (0.133'')	Acero al Carbón ASTM A53 Grado B

VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

VI.1. Antecedentes de accidentes e incidentes ocurridos en ductos similares

Dentro de los eventos ocurridos en los últimos años relacionados con gasoductos en la República Mexicana, se encuentran los que se enlistan a continuación, antes cabe hacer mención que el común denominador en la mayoría de estos accidentes, es que son provocados por acciones humanas.

Dentro de los eventos ocurridos en los últimos 15 años relacionados con el gas natural, se encuentran los siguientes:

El día 5 de julio de 2007 un hundimiento en la delegación Iztapalapa ocasionó que se cerrara el poliducto de ocho pulgadas Añil-Cuernavaca.

Ese mismo día, en Guanajuato se registró una explosión en la válvula de seccionamiento ubicada en la carretera Salamanca–Valle de Santiago.

Posteriormente el 8 de julio el vocero de Petróleos Mexicanos (PEMEX), Alfonso García Moreno, confirmó que fue puesto en operación el primer tramo (Celaya-Salamanca) del gasoducto de 36 pulgadas que resultó afectado por las explosiones del 5 del julio y que se encuentra en terreno salmantino. También agregó que para la reanudación de operación del ducto trabajaron 300 técnicos en el lugar de los hechos.

A través de un boletín informativo Pemex detalló que para la reparación del gasoducto en ambos tramos fue necesario colocar un 'bypass' que permitió unir los tramos no afectados para, posteriormente, reanudar el suministro de gas natural por esta vía.

Antes de que fuera abierto en servicio el ducto, se realizó un protocolo de seguridad que garantiza la integridad física y hermeticidad.

El comunicado aclara que el suministro de gas en las distintas regiones no se suspendió gracias a que éste fue relevado por mecanismos alternos. Mientras tanto en Salamanca, Valle de Santiago y Celaya los trabajadores de la paraestatal y de las compañías contratadas para la rehabilitación de los ductos afectados con las explosiones continuaron.

Estas averiguaciones obedecían a las denuncias presentadas por el representante legal de Petróleos Mexicanos, con motivo de las explosiones de ductos pertenecientes a esta paraestatal en los municipios de Celaya y Salamanca, así como la fuga de gas en un ducto del municipio de Celaya, Guanajuato, según informó la PGR a través de un comunicado.

Petróleos Mexicanos (Pemex) suspendió el suministro de gas natural en el estado de Querétaro, luego de que la madrugada del martes 11 de julio, 2007 una explosión en la caseta de válvulas de seccionamiento ocasionó una pérdida de presión inusual en el gasoducto de 36 pulgadas México-Guadalajara.

Asimismo, se suspendió la operación del gasoducto LPG, de 14 pulgadas Cactus-Guadalajara, Pemex y el suministro del combustible se realizó por medio de pipas, además de que la mayor demanda que se registró, debido a que las empresas de la zona no tenían gas natural, quedo cubierta con el combustible que se tenía en existencia en las plantas de almacenamiento de la entidad.

Se estimó que el oleoducto de 16 pulgadas Poza –rica-Salamanca estaría reparado en unas 48 horas. Disminuyendo de esta forma la producción de gasolinas.

En cuanto a la refinería Ingeniero Antonio M. Amor, la producción de gasolinas disminuyó en 45 mil barriles, la de diésel 25 mil barriles y la de lubricantes quedó interrumpida por el momento y para satisfacer la demanda de gasolinas el suministro de éstas se realizó desde la refinería Miguel Hidalgo, en Tula, Hidalgo, y para el diésel a través de las terminales de Almacenamiento y Reparto de Manzanillo, Tula y Cadereyta, y de las refinerías de estas dos últimas ciudades.

Aunque el incendio fue controlado por personal de la paraestatal en coordinación con elementos de Protección Civil estatal y municipal, a fin de garantizar la seguridad de las personas, fueron desalojados los habitantes de las poblaciones aledañas al lugar.

El 20 de Julio de 2007 se detectaron dos fugas de gas natural en un gasoducto de Celaya de la compañía Gas Natural México (GNM). La primera fuga se descubrió el miércoles 18 de julio en un ducto de GNM instalado en las inmediaciones de la comunidad Crespo (en Celaya); a sólo 300 metros de donde ocurrió una de las explosiones del 5 de julio y cerca de zonas habitadas.

Personas que acudieron a reparar la avería, comentaron que la fuga fue ocasionada por una fisura en la tubería y que logró ser controlada. Sin embargo, la mañana del jueves se detectó otra fuga más a sólo tres metros de donde personal de la compañía hizo las primeras reparaciones.

Elementos de la empresa controlaron el incidente y buscaron más fugas en las inmediaciones, aunque sin informar a los lugareños qué fue lo que ocurrió. Iram Álvarez de la Rosa, titular de Protección Civil en Celaya, señaló que las fugas quedaron completamente reparadas y sin que se hubieran generado riesgos para la población.

El 22 de mayo de 2008 Una fuga de gas de la empresa Gas Natural en la carretera Panamericana, en el entronque con el Eje Norponiente Manuel Clouthier, originó un desquiciamiento de vialidad sobre esta zona, ya que las unidades de vialidad tuvieron que cerrar la Panamericana desde donde empieza el puente (en la Pepsi con circulación de oriente a poniente) que permite entroncar este eje con el Juan Pablo II, hasta la entrada a Pemex por la circulación de poniente a oriente.

De acuerdo a lo manifestado por Alfredo Ahedo de Protección Civil de Celaya, esta dependencia recibió el reporte de una fuga de gas en el sitio señalado a las 18:30 hrs., aproximadamente,

acudiendo en la unidad 05 y constatando que era positivo el reporte, mencionando que probablemente la fuga de este carburante se debió a que unos trabajadores de esa empresa al realizar sus labores afectaron un ducto de 2.5 pulgadas, con 2.5 kilogramos de presión sobreviniendo el escape que preocupó a los trabajadores y que movilizó a una serie de unidades.

Para esto, cuando arribaron patrullas y la unidad de Protección Civil, en el lugar estaban las unidades 0363 y 0440 de gas natural, así como otra unidad al parecer de la misma empresa. Para facilitar las labores de corrección, se utilizó un trascabo "mano de chango", que cavó una buena dimensión de terreno sobre la carretera para que los trabajadores de la empresa gasera pudieran laborar, estas labores fueron apoyadas por bomberos.

Dos trabajadores de esa empresa, estuvieron haciendo labores en donde estaba la fuga y de repente se escuchó un fuerte ruido que resultó ser un escape de gas que levantó una cortina transparente, probablemente fue para desfogar la presión en el ducto que surte a las empresas de esa región. Cinco minutos fue lo que duró ese escape de gas, hasta que empezaron a echarle tierra para apaciguarlo y así dos empleados bajaron con tanques de oxígeno y caretas protectoras, para tratar de corregir la fuga, "pinzando" el ducto y así poder cerrar la fuga.

La unidad 0324 de Gas Natural, llegó con material para seguir con los trabajos de restauración. El cierre de esa circulación duró más de tres horas.

Es de señalar que acudieron por parte de la Guardia Municipal las unidades 026, 415, 02; así como las unidades 63 y 024 de Tránsito municipal y las unidades 03239 y 03403 de Tránsito y Transporte del Estado. Atentos y apoyando en todos los trabajos estuvieron los elementos de bomberos del centro con la unidad M-4, por fortuna no hubo nada lamentable, solamente la preocupación por esta fuga.

A principios del mes de noviembre del 2008, ocurrió un incendio no controlado debido a tres explosiones registradas en la madrugada de un ducto de gas LP y poliducto de gasolina magna, Premium y diésel de refinación 10, de PEMEX, en los municipios de Salamanca, Valle de Santiago, Cortázar, Pueblo Nuevo y Celaya. La primera detonación ocurrió en el gasoducto que va de Salamanca a Guadalajara, en el tramo entre Celaya y Salamanca, alrededor de la una de la mañana, la segunda detonación a la altura de la caseta de válvulas del gasoducto en la ciudad de

Celaya, donde una pequeña parte de la población fueron desalojados y refugiados en el Seminario Diocesano.

Respecto a la tercera explosión, se registró una fuga de gas en el Valle de Santiago, donde hubo una fuga de gas que fue controlada a tiempo.

Fuentes oficiales indicaron que los tramos carreteros de Valle de Santiago y Salamanca fueron reabiertos en su totalidad y solo queda pendiente la apertura del Libramiento Sur de Celaya.

La coordinación de Protección Civil estatal solicitó el apoyo del Ejército para evacuar a los habitantes que se refugiaron en las partes altas de la ciudad de Salamanca y sobre las carreteras después de los primeros estallidos.

El fuego y el humo eran visibles desde gran parte de los municipios aledaños, incluso desde la ciudad de León, ya que las llamas alcanzaron varios metros de altura; las primeras reacciones de la gente fueron de pánico, pues pensaban que serían alcanzados por las explosiones y el fuego.

El gobernador de Guanajuato, Juan Manuel Oliva Ramírez, afirmó en rueda de prensa que en el caso de Celaya esperarán a que gasolina y gas se consuman en su totalidad por cuestiones de seguridad, lo que podría ocurrir el sábado.

Sin embargo, a pesar de que la situación en ese municipio estaba controlada y las personas ubicadas en los albergues debieron esperar la autorización de las autoridades correspondientes para retornar a sus casas.

Sobre otros incidentes en el manejo de gas natural a través de gasoductos se cuenta con los siguientes reportes.

Antecedentes de accidentes reportados en la zona conurbada de la Cd. de México, perteneciente al Estado de México, relativos a Redes de Gas Natural, son los siguientes:

- El martes 4 de noviembre de 2003 se registró una explosión en las calles 16 de Septiembre, 5 de Mayo y Niños Héroes, en la colonia Santa María Tepepan, en la delegación Xochimilco, la cual fue provocada por una fuga de gas natural en el gasoducto para gas natural que se estaba instalando en la zona la empresa Metrogas.
- El 12 de septiembre de 2008, a la altura del kilómetro 34 de la autopista México-Querétaro, un ducto de gas natural estalló en el municipio mexiquense de Cuautitlán Izcalli que originó llamas de 50 metros de altura. El accidente se registró cuando se realizaban trabajos de reparación en unos ductos de gas cercanos a la zona de la Unidad Militar, en la colonia las Conchitas del Estado de México.

Como se aprecia, uno fue por falla en una de las piezas de la tubería y el otro por accidente en el momento de hacer trabajos cerca de estas instalaciones. Si se tienen los cuidados necesarios, la posibilidad de accidentes así es mínima.

Antecedentes de incidentes con gasoductos en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León por las varias líneas de conducción que pasan por esta zona. La paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), registró este lunes 14 de noviembre de 2011 una explosión en un gasoducto en el

municipio de General Bravo, Nuevo León, accidente que se atribuye en primera instancia a la toma clandestina de combustible.

La explosión del ducto de 35 pulgadas dejó el saldo de una persona herida, quien según cita el diario El Universal, circulaba a bordo de su vehículo a la altura del kilómetro 143 de la carretera libre Monterrey-Reynosa en el momento del accidente.

El director de Protección Civil de la entidad, Jorge Camacho Rincón, informó que la llama del incendio registra hasta 10 metros de altura, mientras se esperaba que se consuma el gas que contiene el ducto.

En 2012 Pemex ha enfrentado al menos tres incendios de consideración, dos de ellos en la refinería Madero, en el estado de Tamaulipas, y uno más en una plataforma marina.

El día 2 de septiembre de 2012 se produjo una conflagración en una planta hidrodesulfuradora de la refinería Madero, donde el saldo fue de cuatro trabajadores con lesiones graves y daños materiales menores que no llegaron a afectar los procesos de la planta. Casi un mes antes, en esa misma refinería estalló una caldera de la planta hidrodesulfuradora U-300. En esa ocasión no se reportaron lesionados.

El día 18 de septiembre de 2012 Petróleos Mexicanos informó que se desató en uno de los principales centros de distribución del gas producido en la cuenca de Burgos (que abarca parte de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas).

En todo momento se descartó, en principio, que la causa de los daños fuera una toma clandestina abierta para el robo del combustible o de algún tipo de sabotaje. El director de la paraestatal informó que los primeros reportes apuntan a una fuga de gas.

De acuerdo con los datos de Pemex, en el Centro Receptor de Gas y Condensados, donde ocurrió el siniestro, se concentra buena parte de la producción de la cuenca de Burgos e incluso combustible importado. Desde allí es enviado a diversas plantas criogénicas que se encuentran en la zona para luego entregarlo a Pemex Gas y Petroquímica Básica para su posterior distribución y venta final en la mayor parte del país.

El gasoducto que corre de Reynosa a Monterrey explotó a las 10:45 y provocó la muerte al menos de 26 trabajadores de la paraestatal y de empresas contratistas, así como lesiones diversas a otros 46 (según las últimas cifras) y siete desaparecidos que se encontraban en las instalaciones del Centro Receptor de Gas y Condensados de Pemex Exploración y Producción, en Reynosa, Tamaulipas.

El fuego, según la versión oficial, empezó a las 10:45 y fue controlado a las 12:40 gracias a la intervención de bomberos estatales y municipales, así como las unidades contra incendio de Pemex. También se contó con el apoyo de elementos de Mission, en el sur de Texas, que fueron alertados de la explosión.

En el campo del transporte y distribución de gas natural en el ámbito internacional, sí existen ejemplos de accidentes que han sido motivo de análisis y de generación de reglamentos y normatividades cuyo objetivo ha sido el enfoque a la minimización de sus riesgos.

Los principales riesgos derivados del manejo del gas natural se concentran en la acumulación de éste en espacios cerrados principalmente, ya que la presencia de roturas en líneas de conducción hacia la atmósfera tiene una relativa área reducida de afectación, como podrá apreciarse en los resultados de la estimación de los distintos escenarios que serán tratados en este estudio; a diferencia de accidentes de instalaciones de gas natural licuado en donde las acumulaciones del producto serán mucho muy superiores a las resultantes de ductos en fase gaseosa.

A continuación, se citan algunos ejemplos de accidentes originados por gas natural, originados de instalaciones cuyo manejo era en fase gaseosa:

Debido a Fugas. El poder de destrucción de este combustible, quedó evidenciado en uno de los accidentes más graves de la historia del estado de Texas en los Estados Unidos de América el 18 de Marzo de 1937. Un edificio escolar de concreto y acero de reciente construcción en New London, TX., fue destruido y cerca de 300 personas entre estudiantes y profesores murieron a consecuencia de una explosión ocasionada por una fuga de gas natural y una chispa eléctrica proveniente del accionar de un interruptor de circuito. Este accidente ocasionó que se establecieran nuevas prácticas en el uso de gas natural y en sus instalaciones: Se implementó el uso de aditivos aromatizantes para darle olor al gas para hacer posible su detección cuando ocurra una fuga. En su estado natural, el gas natural, compuesto principalmente de metano (80% – 95%), no tiene olor ni color, y esta fue una de las razones del porqué la fuga no fue detectada a tiempo. Lo que permitió la acumulación de gas dentro del edificio escolar hasta alcanzar la concentración necesaria para su inflamación y explosión (límite explosivo: de 5% hasta 15% en volumen, mezclado con aire, a condiciones de 1 atm de presión y 25°C). Además, también como consecuencia de este accidente, se revisaron y mejoraron las prácticas de ingeniería y los requisitos para las instalaciones de distribución de gas natural.

El día 17 de Octubre de 2004, ocurrió una explosión en un cuarto de control de la línea 1 del metro, localizada en la Ciudad de Monterrey N. L, originando el derrumbe de dicho cuarto de control causando heridas a personas que esperaban el camión colectivo sobre esa acera. Se determinó que existían fugas debidas a la porosidad del gasoducto. Se observó además, que no existía colchón de arena que protegiera la tubería de la acción de piedras, puesto que el relleno contenía tierra con gran cantidad de ellas (que originan en parte el desgaste de la tubería), línea propiedad de una distribuidora de gas.

Por fenómenos meteorológicos. Otro incidente ocurrió el día 21 de Julio de 2005, cuando se presenta un colapso en un Puente, en el municipio de Guadalupe de Nuevo León, causado por la Tormenta Tropical Emily, a las 4:00 A.M. El daño se debió por un deslave de tierra y fuga de gas, línea propiedad de una distribuidora.

Por daños provocados por terceras personas. El 18 de abril de 2006 se presentó una fuga de gas natural originada por un trascabo de la compañía contratista que realizaba la ampliación de la carretera en el municipio de Escobedo, N. L., dicha maquinaria golpeó el ducto de una empresa privada de distribución de gas, provocando el cierre de la carretera Saltillo-Monterrey-Nuevo Laredo durante casi una hora. El accidente fue atendido de inmediato para reparar el ducto y se procedió al monitoreo de la fuga para controlar el riesgo y detectar una posible propagación del

gas. No se registraron lesionados ni hubo necesidad de reubicar a personas, ya que el incidente ocurrió en una zona despoblada.

Problemática de Riesgo por el manejo de Gas Natural. Los riesgos mayores en la industria del gas natural se presentan cuando éste es condensado para su transporte o almacenamiento, generando grandes volúmenes de concentración de gas en relativamente pequeños espacios confinados. La ocurrencia de un descontrol operativo, una falla mecánica de material, una afectación por causas externas a las instalaciones, originan grandes riesgos de incendio y explosión. Lo anterior es debido a que el manejo de volúmenes de gas natural líquido genera grandes volúmenes de gas en forma de vapor, 442 litros de vapor de gas son generados por la evaporación de un litro de gas natural licuado.

El manejo de gas natural en estado gaseoso reduce considerablemente estos riesgos. Existen gran cantidad de accidentes relacionados con instalaciones de gas natural licuado mientras que en instalaciones de gas natural gaseoso los accidentes que figuran en la literatura son mínimos respecto a las primeras.

No obstante lo anterior el gas natural en estado vapor debe ser tratado como un elemento peligroso por su capacidad de riesgo hacia el incendio y la explosión.

El gas natural en forma abierta o confinada a una concentración en el aire, que oscile entre el 5 y 15% y expuesto a una fuente de ignición, desarrolla una combustión violenta que producirá una onda expansiva proporcional a la masa de gas expuesta. En condiciones de no confinamiento, se requiere una masa superior a 454 kilogramos de gas en una nube para producir una explosión.

Las explosiones se caracterizan por una onda de choque que puede producir un estallido y causar daños a personas o a materiales. Las lesiones y los daños son ocasionados primeramente por la onda de choque de la explosión.

Los efectos de la onda de choque varían según las características del material involucrado, su cantidad y el grado de restricción de la nube. Por consiguiente, las presiones máximas en una explosión varían de una ligera sobrepresión a cientos de kilopaskales (KPa). Las lesiones directas se producen a presiones de 5 a 10 Kpa (0.7 a 1.4 Psi) una sobrepresión mayor origina por lo general la pérdida de la vida, mientras que las edificaciones se derrumban y las ventanas y las puertas se rompen a presiones tan bajas como de 3 (0.4 Psi) a 10 Kpa (1.4 Psi).

Las explosiones pueden producirse en forma de una deflagración o de una detonación, en función de la velocidad de combustión durante la explosión. Se produce una deflagración cuando la velocidad de combustión es relativamente lenta, del orden de 1 m/seg. En una detonación, en cambio, la velocidad de la llama es extremadamente elevada. El frente de la llama se desplaza como una onda de choque, con una velocidad normal de 2,000 a 3,000 m/seg. Una detonación genera mayores presiones y es mucho más destructiva que una deflagración. La presión máxima causada por una deflagración en una tubería con una fuga a la atmósfera gira en torno a los 70 – 80 Kpa (10 – 11.6 psi), mientras que una detonación puede alcanzar fácilmente una presión de 200 Kpa (29 psi).

El hecho de que se produzca una deflagración o una detonación dependerá de las características de la fuga y las condiciones de su ocurrencia. En el presente estudio se analizarán estas condiciones y características de posibles eventos.

La diferencia entre una mezcla inflamable y una mezcla explosiva depende de la cantidad y localización de la mezcla en el momento de la ignición. Por ejemplo si una mezcla correcta de gas y aire pasa por un tubo vénturi a las espreas de salida de un quemador, esta mezcla arderá en el momento que se encienda, continuando igual mientras siga proporcionando gas correctamente.

Si la mezcla se confina dentro de un área sin suficiente ventilación, como un cuarto, un sótano, un edificio etc., se tornará explosiva y si se enciende explotará. Sin embargo, si la mezcla de gas y aire se vuelve demasiado pobre o demasiado rica en contenido de gas no podrá explotar. Estas dos diferentes condiciones son los llamados límites de inflamabilidad, que se miden por porcentajes de contenido. Entre los límites inferior y superior, existe un porcentaje de mezcla que recibe el nombre de “mezcla carburada” y es el objetivo a conseguir en un quemador eficiente.

En México se empezó a distribuir gas natural desde finales de la década de los años 1920 en el norte del país y actualmente el número de usuarios en todos sus niveles está por arriba de los 1.5 millones. Los accidentes que se han presentado en este periodo de tiempo se han circunscrito a deflagraciones, incendios y explosiones originados por fugas en lugares confinados que impidieron la dispersión del gas.

VI.2. Puntos probables de riesgo

Con la finalidad de advertir los sitios con riesgo en el trazo del sistema de transporte de gas natural se realizó un recorrido de campo sobre las áreas a ser impactadas por los distintos gasoductos del sistema. Dicho recorrido fue realizado entre el 13 y 18 de febrero de 2017, identificando el registro de estaciones o etapas que identifican el sitio y las ubicaciones de puntos de riesgo activo y pasivo en su entorno. De dicho tránsito se generó un informe conteniendo la descripción de las etapas, las coordenadas y el registro fotográfico del mismo. Dicho informe se incluye en el Anexo 4.

Las zonas más importantes del proyecto son:

- Isla Cancún o Zona Hotelera, donde se concentra la mayor parte de las playas y actividades turísticas por las que es reconocido este destino. Isla Cancún es una lengua de tierra en forma de "7", con una extensión de 23 km. La Isla, que alberga la mayor parte de los hoteles y playas, está unida al continente por tres puentes: el Puente Calinda en el km 4, el Puente de Club Caleta en el km 20 y el Puente Nizuc en el km 22.
- El Centro de la Ciudad, la zona urbana donde habita el grueso de la población y se encuentra dividido en colonias, fraccionamientos, supe manzanas o regiones, zonas regulares perfectamente delimitadas por calles y avenidas pavimentadas, que cuentan con los servicios básicos de electricidad, agua potable, servicio telefónico y drenaje. Aquí se localizan la mayor parte de las instituciones políticas, educativas, culturales y de servicios de la ciudad.

Puerto Morelos

- Puerto Morelos es el principal puerto del estado mexicano de Quintana Roo y cabecera del municipio homónimo, se encuentra al norte del estado, 33 km al sur de Cancún. Junto con Leona Vicario y Alfredo V. Bonfil, fue una las tres delegaciones que conformaban el municipio de Benito Juárez, pero a partir de 2016 elevó su rango a nivel de municipio.

  Tiene instalaciones portuarias para manejo de carga suelta y contenerizada de embarcaciones de altura con tráfico nacional e internacional. Su actividad pesquera es importante y cuenta con instalaciones para la industrialización de productos pesqueros, un Parque Industrial en vías de desarrollo y actualmente se construyen instalaciones turísticas, siendo el crecimiento de esta última industria una de las actividades más importantes.

  Su arrecife (declarado Parque nacional) forma parte de la segunda barrera arrecifal más grande del mundo, y se encuentra a sólo 500 m de la playa. Ideal para buceo, windsurf y snorkel entre otras actividades marinas.

Solidaridad

- El Municipio de Solidaridad es uno de los 11 municipios que integran el estado mexicano de Quintana Roo y uno de los más jóvenes en el país al haberse formado el 28 de julio de 1993 por decreto del Congreso del Estado. Su cabecera es la ciudad de Playa del Carmen.

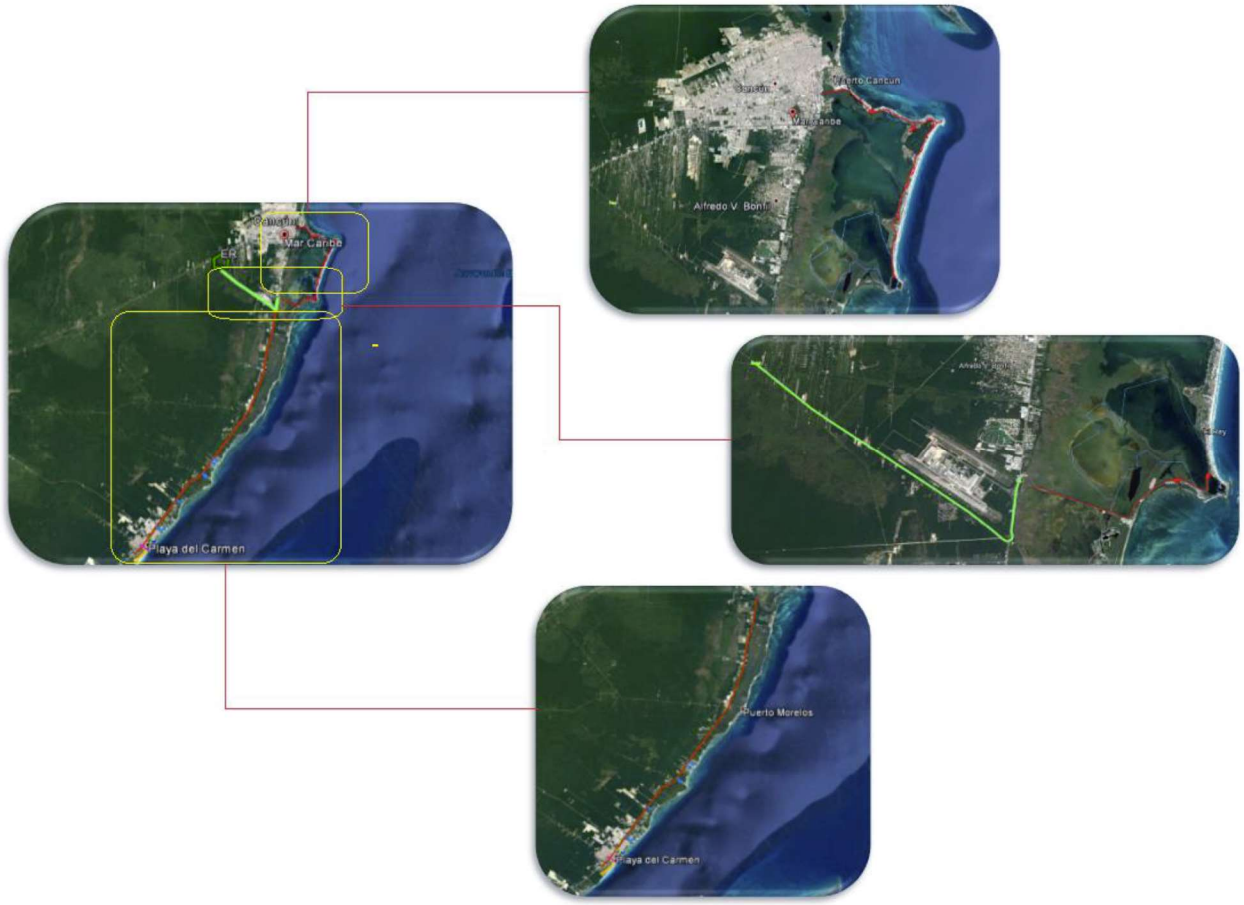
  Está dentro de la zona turística denominada "Riviera Maya". La ciudad (ubicada en las coordenadas 20,62° norte y 87,07° oeste) es bañada por las aguas del Mar Caribe y su principal actividad económica es el turismo. Esto viene de la mano que también se genere mucho trabajo en la industria de la construcción, esta es la segunda industria más importante del municipio.

La mayor parte de la zona se encuentra cubierta por selva mediana subperennifolia, es decir que los elementos vegetales no sobrepasan los 30 m de altura y hasta el 50% de sus especies pierden las hojas, pero la riqueza vegetal de esta zona es inmensa debido a la gran cantidad de manglar que aún subsiste: mangle rojo (Rizophora mangle), mangle blanco (Laguncularia racemosa) y mangle botoncillo (Conocarpus erectus) y con ello la cantidad y variedad de especies vegetales y animales que soporta, alimenta y a las que da refugio, muy a pesar de ser a la vez una zona altamente impactada por actividades antropogénicas, dado que el desarrollo urbano sobre todo en el aspecto turístico, es mayor día con día con lo que la introducción de especies ornamentales como las palmas, hace que estas dominen el paisaje urbano.

Grandes extensiones de selva mediana subperennifolia predominan en el municipio.

Grandes extensiones de Manglar bordeando la vialidad, en el límite de la laguna.

Grandes extensiones de manglar sobre la Laguna Nichupté



Polígonos para ampliación del sistema de distribución de gas natural en la ciudad de Cancún del municipio de Benito Juárez, Puerto Morelos y Solidaridad en el Estado de Quintana Roo.

La zona elegida para el trazo de los tres polígonos que componen el plan para la ampliación de la red de distribución de gas natural de la empresa ***Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.***, de Cancún, Quintana Roo, es básicamente zona urbana rodeada por paisajes naturales compuestos en su mayoría por vegetación de tipo manglar y selva mediana subperennifolia, es decir, amplias zonas con asentamientos humanos habitacionales, comerciales y turísticos, donde aún subsisten grandes extensiones de territorio cubierto por vegetación natural donde predominan el manglar y la selva, el trazo comienza en los límites del centro de la ciudad y corre a todo lo largo de la zona hotelera y hasta la población de Playa del Carmen.

Objetivo del recorrido

Analizar las características ambientales sobre la franja de desarrollo en las vialidades donde se instalará la ampliación del sistema de transporte de gas natural y determinar los posibles impactos ambientales y de riesgo que pudieran originarse.

Metodología

Se realizó un recorrido de 4 días a lo largo de la longitud del trazo de la nueva tubería del sistema, donde se tomaron datos de las condiciones ambientales de sitios que se denominaron estaciones.

En cada una de las estaciones se tomaron con GPS, las coordenadas geográficas y se analizaron las características de la vegetación, inclinación del terreno, uso de suelo y puntos de riesgo activos y pasivos que se observaron en el recorrido, este análisis fue estructurado por Tipos, que es una agrupación de determinadas características físicas, biológicas y sociales.

Se utiliza una clasificación de estaciones para los puntos ubicados en el área del recorrido, conforme al uso de suelo que se desarrolla, estableciendo 9 distintos tipos, los cuales se representan con números romanos y a continuación se describen las características de cada tipo de estación.

Descripción de cada una de los Tipos de estaciones:

TIPO I.- Área Urbana y/o Industrial.

La afectación (polvo, ruido, tránsito de maquinaria, etc.) y los riesgos (fugas, explosiones, etc.) provocados a la población durante y después de la obra de instalación se incrementan proporcionalmente a la densidad poblacional.

TIPO II.- Agrícola.

Se aprecian plantaciones y agricultura con valor comercial.

TIPO III.- Combinación de Erial y Pastizal.

Se observa utilización variada de terrenos con pasto silvestre y terrenos sin uso aparente.

TIPO IV.- Canales, Ríos y Arroyos.

Aunque presenten o no flujo de agua durante todo el año, este tipo es importante en el flujo de la escorrentía superficial durante la temporada de lluvias. La inclinación de sus laderas puede hacer que sea propenso a la erosión, por lo que su estabilidad puede verse dañada al alterar el suelo. Además, presentan vegetación, si no riparia, en mayor concentración debido al efecto de la cañada. Considerar la presencia de agua durante las obras de instalación dependiendo de la época del año en que se realice.

TIPO V.- Cruces Carreteros y FFCC, o utilización de los derechos de vía de éstos.

La utilización de derechos de vía concesionados a dependencias federales, estatales o municipales, obliga al permiso de la dependencia y al cumplimiento de las condicionantes que se impongas por dichas dependencias. Aunque estos puntos son áreas impactadas, pueden originarse nuevas afectaciones a distintos receptores de percusiones.

TIPO VI.-. Gasolineras y Gaseras.

Los riesgos ocasionados por el tránsito de maquinaria y excavaciones (fugas, explosiones, etc.) hacen necesario indicar detalladamente este tipo de zonas como de alto riesgo, y de su existencia y ubicación se deberá de establecer la ubicación de equipos o accesorios que requiera el gasoducto.

TIPO VII.- Centros Educativos y Centros de Salud.

La afectación (polvo, ruido, tránsito de maquinaria, etc.) y los riesgos (fugas, incendios o explosiones, etc.), provocados a pacientes, alumnos y personal, durante y después de la construcción de la obra, se incrementan proporcionalmente a la densidad poblacional concentrada en estos puntos.

TIPO VIII.- Forestal.

Se aprecian terrenos con diversa vegetación natural, de clasificación forestal.

TIPO IX Otros.

Instalaciones eléctricas (líneas de alta tensión, subestaciones eléctricas) y de otros combustibles que pudieran verse afectadas por incidentes con el gasoducto y afectar los suministros energéticos de la zona.

Descripción de los tipos de Riesgo:

La clasificación de los tipos de riesgo se centra en caracterizarlos según la presencia o ausencia de instalaciones y/o edificaciones, sus dimensiones, número y características de riesgo por los procesos o sustancias que manejen, así como por la concentración de personas en esto sitios y su proximidad a los puntos de riesgo, dando como resultado 3 clasificaciones de tipo de riesgo:

TIPO A.- Punto de riesgo activo.

Los riesgos activos son aquellos que se suman a las consecuencias en un evento de ocurrencia, como puede ser por ejemplo la cercanía de un gasoducto o de la Estación de Regulación y Medición a instalaciones industriales catalogadas como de alto riesgo por sus procesos y los materiales involucrados en éstos, otro caso puede ser la presencia de almacenamiento o confinación de productos combustibles o explosivos en cercanías de las estaciones de recibo y medición.

TIPO P.-. Punto de riesgo pasivo.

Los riesgos pasivos son aquellos que determinan un grado mayor de afectación ante el acontecer de un evento que origine fuga en la red, como es el caso de instalaciones que agrupen gente en las colindancias de las instalaciones de la red, por ejemplo, escuelas, hospitales, estadios etc., otro riesgo pasivo puede ser el incremento de la densidad poblacional en áreas de afectación (derechos de vía).

Tipo B.- Punto de Riesgo Bajo

Son los sitios que no son puntos de riesgo Activo o Pasivo, pero que se seleccionaron para ser una estación de análisis de riesgo porque en ellos se localizan elementos importantes del sistema que representan una posibilidad de riesgo bajo y posible afectación que se origine por una fuga, como son una Válvula de Seccionamiento, una Estación de Regulación, o una Estación de Regulación y Medición.

TIPO SR.- Sin Riesgo.

Sitio que no representa ningún tipo de riesgo para instalaciones, edificaciones o personas por estar localizado en una zona natural despoblada, representando solo un riesgo para el entorno natural en caso de algún incidente.

Descripción de cada una de las Clases de Localización:

Clase de Localización. - La norma NOM-007-SECRE-2010 "Transporte de gas natural", establece que un gasoducto debe de ser catalogado en función de la densidad demográfica de un área unitaria (superficie de un paralelogramo de 1,600 x 400 m) que pase por el centro de esta superficie. Estableciendo una de las cuatro clases de localización, siendo 1 la de menor densidad y 4 la de mayor concentración humana.

Clases de localización. Las clases de localización por donde pasará un ducto deberá ser en conformidad con lo siguiente:

Localización clase 1. El área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones para ocupación humana.

Localización clase 2. El área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones para ocupación humana.

Localización clase 3. El área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más para ocupación humana.

El tramo de una tubería clase 1 o 2 será reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:

i. Una construcción ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;

ii. Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: campos deportivos, áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión, o

iii. Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.

Localización clase 4. Área unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja y en la que se presentan una de las siguientes condiciones:

i. existan vías de comunicación con tránsito vehicular intenso o;

ii. existan instalaciones subterráneas destinadas al transporte de pasajeros.

Resultados

En el recorrido por el trazo para la ampliación del sistema de transporte, se reconocieron **57** puntos importantes, clasificados por estaciones, con diferente clasificación de **Tipos de Estaciones**, y de cada una se registraron su repetición, como se presenta en la siguiente tabla de resumen. Así mismo, se reconocieron y se muestran en las siguientes tablas 4 **Tipos de Riesgo** del total de estaciones y **3 Clase de Localización** de los tipos determinados por la NOM-007-SECRE-2010. El análisis de campo se realizó entre el 13 y 18 de Febrero de 2017.

Tabla 6.1. Tipos de estaciones registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural.

TIPO de Estación	Número de registros de cada Tipo de Estación
I. Área Urbana y/o Industrial	36
II. Agrícola	-
III. Combinación de Erial y Pastizal	-
IV. Canales, Ríos y Arroyos	4
V. Cruces Carreteros y FFCC	1
VI. Gasolineras y Gaseras	13
VII. Centros Educativos y Centros de Salud	1
VIII. Forestal	1
IX. Otros: Instalaciones eléctricas, otros combustibles	1
Total:	57

Tabla 6.2. Tipos de riesgo registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural.

Tipo de Riesgo en estaciones	Número de registros de cada Tipo de Riesgo
TIPO A.- Punto de riesgo activo.	14
TIPO P.- Punto de riesgo pasivo.	26
TIPO B.- Punto de riesgo bajo.	16
TIPO SR.- Sin Riesgo	1
TOTAL:	57

Tabla 6.3. Clases de localización según la NOM-007-SECRE-2010, registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural.

Clase de localización en estaciones	Número de registros de cada Clase de Localización
Localización clase 1	49
Localización clase 2	3
Localización clase 3	5
Localización clase 4	-
TOTAL:	57

Tabla 6.4. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 1.

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
1. Gasolinera # 3250	21º09'18.23"	86º49'15.22"
2. Cruce de vialidad	21º09'20.24"	86º49'10.15"
3. Cruce de vialidad + iglesia	21º08'48.12"	86º47'30.92"
4. Cruce de vialidad + hotel	21º08'38.92"	86º47'23.32"
5. Cruce de vialidad	21º08'37.17"	86º47'20.54"
6. Cruce de puente sobre agua	21º08'35.40"	86º47'15.91"
7. Cambio de rumbo del trazo y Cruce de vialidad	21º08'36.44"	86º46'56.34"
8. Cambio de rumbo del trazo y Cruce de vialidad	21º08'34.39"	86º46'34.42"

Tabla 6.5. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 2.

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
9. Hotel	21º08'29.04"	86º46'27.01"
10. Cruce de vialidad	21º08'17.36"	86º46'09.72"
11. Puente de campo de golf	21º08'14.59"	86º46'03.95"
12. Cruce de vialidad	21º08'07.42"	86º45'48.24"
13. Cruce de vialidad	21º08'04.94"	86º45'39.65"
14. Puente de campo de golf	21º08'04.86"	86º45'28.26
15. Cruce de vialidad + gasolinera	21º08'04.62	86º45'20.18
16. Cruce de puente sobre agua	21º07'30.82	86º45'16.12
17. Gasolinera # 8410	21º05'09.37	86º46'26.67
18. Gasolinera marina	21º04'58.96	86º46'30.77
19. Zona arqueológica	21º03'33.20	86º46'54.01
20. Central Telmex	21º03'27.10	86º46'55.98

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
21. Cruce de vialidad	21º02'27.64	86º46'59.49
22. Hotel, fin del trazo zona hotelera	21º02'16.26	86º46'53.52

Tabla 6.6. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 3.

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
23. Inicio del trazo opción 1	21º05'02.80"	86º57'13.57"
24. Gasolinera s/n	21º03'05.60"	86º54'28.03"
25. Cruce carretero	21º01'05.87"	86º51'22.97"
26. Cruce de puente sobre agua	21º02'14.74"	86º47'44.61"
27. Cruce de puente sobre agua	21º02'20.10"	86º47'04.01"
28. Gasolinera # 9698	21º02'14.41"	86º51'00.98

Tabla 6.7. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 4.

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
29. Cruce de puente y vialidad	21º00'31.08"	86º51'21.87"
30. Gasolinera # 8372	20º54'44.87"	86º52'33.81"
31. Cruce de vialidad + gasolinera # 3280	20º51'20.18"	86º53'52.87"
32. Gasolinera # 12641	20º44'08.78"	86º59'41.84"
33. Gasolinera # 8120	20º42'00.39"	87º01'42.31"
34. Gasolinera # 11030	20º40'24.95"	87º02'55.56
35. Cruce de vialidad	20º39'55.34"	87º03'18.33
36. Cruce de vialidad + escuela	20º39'30.49"	87º03'37.43
37. Cruce de vialidad + gasera	20º39'19.57"	87º03'46.13
38. Cruce de vialidad + gasolinera # 8763	20º38'53.89"	87º04'05.88
39. Cruce de vialidad	20º38'34.55"	87º04'21.13
40. Cruce de vialidad	20º38'26.07"	87º04'27.32
41. Cruce de vialidad	20º38'20.51"	87º04'31.27
42. Cruce de vialidad	20º38'08.65"	87º04'39.98
43. Cruce de vialidad	20º38'06.85"	87º04'41.46
44. Subestación CFE	20º37'48.13"	87º04'55.74
45. Cruce de vialidad	20º37'45.08"	87º04'58.49
46. Cruce de vialidad	20º37'43.31"	87º04'59.56
47. Cruce de vialidad	20º37'41.77"	87º05'00.97
48. Cruce de vialidad	20º37'40.08"	87º05'02.38
49. Cruce de vialidad	20º37'37.05"	87º05'04.42
50. Cruce de vialidad + motel	20º37'34.08"	87º05'06.94
51. Cruce de vialidad	20º37'32.50"	87º05'08.09

ESTACIONES	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
52. Cruce de vialidad	20º37'30.92"	87º05'09.51
53. Cruce de vialidad + gasera	20º37'27.77"	87º05'12.10
54. Gasolinera # 10701	20º37'23.82"	87º05'15.76
55. Cruce de vialidad	20º37'06.14"	87º05'39.11
56. Cruce de vialidad, punto final del trazo	28º36'55.24"	87º05'53.24
57. Cruce de vialidad	20º40'14.82"	87º03'03.34

De la información anterior puede ser observado que, de las 57 estaciones registradas en el recorrido de campo, 36 de ellas corresponden a área urbana, 4 cruces de corrientes hídricas, un cruce carretero, se localizan 13 gasolineras y gaseras sobre el trazo, un centro educativo, un área forestal y una subestación eléctrica.

De estas estaciones, 14 de ellas son de riesgo activo o sea que pueden existir interacciones de peligro con ellas, 26 de riesgo pasivo lo cual significa que pueden verse afectadas en un siniestro, 16 de riesgo bajo o sea que son cercanas al gasoducto, pero no están en los radios de peligro de éste.

De esta información recabada en campo, en el capítulo Interacciones de riesgo, se seleccionan las más significativas para presentar los radios de afectación resultantes de la simulación de lagún escenario.

VI.3. Radios potenciales de afectación

Por la naturaleza de las actividades que realiza la empresa **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.**, se tienen riesgos potenciales en todas las secciones y componentes que constituyen la red de transporte. En todo el sistema existen una serie de uniones, accesorios y equipos que pueden llegar a fallar bajo determinadas circunstancias y dado que están sometidas a presión interna positiva, en caso de fallas la emisión del gas natural a la atmósfera es inmediata.

Una fuga procedente de las tuberías, equipos y accesorios, deriva en el traslado de una masa de gas a través de la atmósfera en forma de una nube limitada geométricamente o de una pluma gaseosa, con un punto de escape y una masa extendida en la dirección del viento y con la distribución de distintas concentraciones en su interior.

Ambas formas de emisión, están sometidas a un grado creciente de dilución en el aire que hace que las concentraciones en la nube o en la pluma vayan disminuyendo conforme transcurre el tiempo y se alejan del punto de emisión. El grado de dilución depende de varios factores siendo los más relevantes la cantidad de material emitida, la densidad de la nube de gas, la estabilidad de la atmósfera y la altura del punto de emisión.

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 Versión 4.4 y SCRI fuego Versión 1.4, 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. Para las actividades de operación y mantenimiento de la red de transporte de **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.**, se han identificado ***5 escenarios de riesgo potencial***, los cuales involucran eventos por incendio que a su vez podrían desencadenar una explosión.

A partir de estos datos, sumados a los sistemas y equipos de seguridad con los que cuenta **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.** se están considerando las tuberías y/o Válvulas de Seccionamiento (VS) y/o Estación de Regulación y Medición (ERM) del material y diámetros que contempla el proyecto, como puntos de concentración de riesgos, tal como se pudo establecer en el análisis HAZOP desarrollado.

Modelación de Dispersión de la pluma (Isoconcentraciones).

El modelo de dispersión en aire usado en este análisis de riesgo, para predecir concentraciones para los peores escenarios, fue el SCRI (Modelos atmosféricos para simulación de contaminación y riesgos industriales) en su versión 4.4, este modelo tiene su concepción original en 1985 a través del sistema de información rápida de impacto ambiental "SIRIA", basándose primordialmente en técnicas metodológicas de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).

El modelo SCRI es utilizado para predecir concentraciones puntuales de exposición de un contaminante de una fuente emisora y sirve para caracterizar otras fuentes de emisión en una instalación industrial sean puntuales, de área, o volumétricas tanto a nivel del suelo como a alturas elevadas. Se basa en análisis de velocidades de viento en conjunción con las condiciones del contaminante emitido.

El modelo de pluma Gaussiana o el Modelo para Gas Pesado son usados en este modelo para estimar las concentraciones en la dirección del viento desde la fuente, mediante la predicción de la forma en que la pluma se dispersará a las condiciones establecidas.

Además, el modelo puede tomar en cuenta factores aerodinámicos, efectos de fricción en edificios, dispersión inducida por fuerzas boyantes y precipitación gravitacional de partículas. Esas opciones son particularmente útiles para estimar el comportamiento de la pluma en los alrededores de las estructuras de los edificios.

El modelo SCRI estima concentraciones al nivel del suelo a distancias específicas alrededor de la fuente emisora. El usuario puede definir receptores en coordenadas polares o cartesianas además de lugares de recepción discretos.

Modelación de Explosiones (Sobrepresión).

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los tres escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego (Simulación de Contaminación y Riesgos Industriales) en la versión 1.4, 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 (sobre-presión explosiva).

Modelación de incendio:

En el caso de la simulación de los escenarios de incendio son desarrollados a través del programa SCRI Fuego “Simulación de Contaminación y Riesgos Industriales” en su versión 1.4, que incluye los escenarios de fuego y explosión. Este modelo computa los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9.5 kW/m^2 y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m^2 de radiación.

El modelo trabaja con los siguientes parámetros del gas natural:

- 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 los mismos, se utilizan los criterios dados por la Dirección General de Materiales, Residuos y Actividades riesgosas del Instituto Nacional de Ecología.

De acuerdo a la NOM-010-STPS-1999, los límites máximos permisibles de exposición para gas natural para toxicidad no se definen, debido a que la sustancia es clasificada como asfixiante.

En todos los escenarios definidos, los límites isopléticos para el análisis de dispersión fueron definidos para:

- Límite Superior de Explosividad (LSE) = 150,000 ppm (15%).
- Límite Inferior de Explosividad (LIE) = 50,000 ppm (5%) y
- Valor propuesto para verificar las distancias a una concentración de 10,000 ppm (1.0%).

Mientras que para la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por el Instituto Nacional de Ecología de la SEMARNAT.

Para evaluar estos efectos en un incendio nos basaremos en la siguiente tabla:

Tabla 6.8. Efectos de radiación térmica según la intensidad de radiación emitida.

Intensidad de radiación (Kw / m^2)	Efecto observado
37.5	Suficiente para causar daños en materiales.
25	Energía mínima para ignición de madera en una exposición indefinida.
12.5	Energía mínima para ignición de madera, fusión de tubería plástica.
9.5	Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos; quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
4	Suficiente para causar dolor a personas si no puede ponerse a resguardo en 20 segundos; quemaduras de segundo grado probables.
1.6	No causará incomodidad con exposiciones prolongadas.
FUENTE: Chemical Process Quantitative Risk Analysis, CCPS, 1989.	

Inflamabilidad (radiación térmica)

Zona de alta exposición 5 Kw/m^2

Zona de media exposición 3 Kw/m^2

Zona de baja exposición 1.4 Kw/m^2

De acuerdo a la simulación de la dispersión de la nube, los efectos de incendio y explosión, se pueden definir las áreas de seguridad estimadas en las tablas que describen las consecuencias en cada evento, pueden ser consideradas como las distancias mínimas que deberán de ser restringidas al tránsito en un evento similar.

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 6.9. Valores de sobrepresión y daño producido en detonaciones.

Sobrepresión en kPa	Tipo de daño
0.7 a 1	Cristales 5% rotos
1.4 a 3	Cristales 50% rotos
3 a 6	Cristales 90% rotos
3 a 5	Tejas desplazadas
6 a 9	Marcos de puertas y ventanas rotos
14 a 28	Caída parcial de casas
35 a 80	50% a 75% destrucción de casas
80 a 260	Demolición completa
FUENTE: Control de Riesgos de Accidentes Mayores OIT Ginebra	

Existen una serie de modelaciones que estiman el potencial explosivo aproximado de una explosión y predicen los daños de ésta, bajo supuestos como que la fuga de material es instantánea, que la formación de la nube asume una determinada forma y que ésta no es distorsionada por los elementos climáticos, que la composición es uniforme y su concentración corresponde al algoritmo seleccionado para tal fin.

Explosividad (sobre presión)

Zona de alto riesgo 3.0 lb/plg^2

Zona de medio riesgo 1.0 lb/plg^2

Zona de bajo riesgo (amortiguamiento) 0.5 lb/plg^2

La meteorología seleccionada para el estudio está sustentada en la guía del estudio de riesgo ambiental emitido por la SEMARNAT, en el sentido de seleccionar las condiciones ambientales más desfavorables en la zona del proyecto para los escenarios seleccionados.

Velocidad del viento 1.5 m/s

Altura de referencia	10.0 m
Temperatura ambiente	30.0 C
Humedad	80 %
Aspereza superficial	1 m es el valor para un área urbana.
Estabilidad	Pasquill F Muy Estable.

Una mayor estabilidad atmosférica reduce la dispersión de gases en la atmósfera propiciando las mayores concentraciones del gas en ésta. Se consideran las mismas condiciones meteorológicas en los ocho escenarios, debido a que la corta distancia entre un punto y otro.

Análisis de consecuencias

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 alguna Válvula de Seccionamiento y/o las tuberías de sus bridas, su efecto en la población, en las inmediaciones de la instalación y en el medio ambiente.

Los resultados se utilizan para determinar qué medidas de prevención, protección, control y mitigación se han de tomar.

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.

V.3.1. Determinación de las probabilidades de ocurrencia

Después de haber obtenido la definición de los riesgos potenciales a través del análisis HAZOP, se efectúa un cálculo probabilístico para establecer el valor de que los eventos definidos sucedan. Para este cálculo se realiza un estudio denominado FaultTreeAnalysis (Análisis de Árbol de Fallas), el cual es una herramienta empleada para el análisis de cómo pueden llegar a ocurrir y de las posibles interrelaciones entre los eventos. Se trata de un proceso deductivo que permite determinar cómo puede tener lugar un suceso en particular apoyando en la cuantificación de los riesgos involucrados.

El árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean éstos, fallas humanas o de equipos del proceso, sucesos externos, etc. El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar un suceso culminante que ocupa la cúspide del árbol.

De manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas (OR y AND)". El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen.

La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole. Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, utilizamos el símbolo “AND” y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, usamos la compuerta “OR”. Multiplicando y/o sumando todas las probabilidades de los eventos contribuyentes unidos mediante una misma compuerta “AND” o “OR”, se obtiene la probabilidad del evento del siguiente nivel jerárquico.

Un FTA no proporciona un examen directo del error humano dado que la técnica requiere de información detallada del diseño del proceso, por lo común es utilizado durante o después de que la etapa de diseño ha sido terminada.

En este caso de analizar los modos y efectos de fallas del gasoducto, se utilizan modelos de fallas de componentes y se analizan sus efectos potenciales a partir de parámetros disponibles en información bibliográfica especializada, para cada tipo de fallas.

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales o eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema y fallas de componentes específicos. Así, un árbol de fallas construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado.

Como primer paso en la evaluación cuantitativa de los riesgos en gasoductos, se estima la frecuencia de ocurrencia expresada en eventos por año. Para tal fin se tomará en cuenta las

características de extensión de la red de transporte de gas natural de **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.** en los diámetros del ducto principal.

Conforme datos publicados en: Stewart, R. M. 1971, Hazard Analysis A Quantitative Approach to Safety, Less, F.P. 1980, Loss Prevention in the Process Industries, la frecuencia de falla en una tubería de acero es de 0.93×10^{-3} Km.

Las frecuencias estimadas por distintos autores están determinadas con soportes matemáticos de bancos de información seleccionados por éstos y aplicados a estadística inferencial. Así el inverso de estos valores expresa el tiempo que puede transcurrir entre un evento y otro en un mismo sistema.

Para las estimaciones de los resultados se consideran los siguientes datos de proyecto.

Tabla 6.10. Relación de tubería a utilizar para la ampliación del proyecto de distribución de gas natural Cancún – Playa del Carmen, Quintana Roo.

Dimensión de tubería	***Longitud de tubería***
Tubería de 12" AC	52,868.97 ML.
Tubería de 10" AC	7,425.79 ML.
Tubería de 6' AC	21,970.14 ML.
Tubería de 8" PEAD	7,469.20 ML.
Tubería de 6" PEAD	13,013.35 ML.
Tubería de 4" PEAD	27,332.45 ML.
Tubería de 3" PEAD	42,954.89 ML.
Tubería de 2" PEAD	21,404.54 ML.
Tubería de 1" PEAD	3,740.85 ML.
Longitud Total:	***198,180.22 ML.***

P.E.A.D. = Polietileno de Alta Densidad; A.C. = Acero al Carbón

Tabla 6.11. Probabilidades de una deflagración por fuga en tuberías.

Material	Longitud (km)	Frecuencias de falla por Km	Eventos por año
Tubería de acero	82.263	0.93×10^{-3}	0.076
Tubería de polietileno	115.91	0.9×10^{-4}	0.01

La cifra de 0.076 en la tubería de acero es pequeña y denota la probabilidad de ocurrencia probable.

La cifra de 0.01 en la tubería de polietileno también es pequeña y denota la probabilidad de ocurrencia probable, es decir que durante la vida del sistema puede ocurrir.

Aquí es necesario tomar en cuenta que se estima esta falla sólo por causas de fragilización del material, siendo las causas externas las que mayor incidencia presentan en las redes de Transporte y distribución, como lo veremos más adelante.

Como se mencionó anteriormente los valores de frecuencia de ocurrencia utilizados tienen fundamento en la estadística inferencial, pero la mejor fuente de información de eventos ocurridos en una red de transporte de gas, serán los que la empresa contiene en sus propias estadísticas, dado que **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.,** iniciará actividades a futuro no cuenta con eventos registros de fugas.

Lo anterior no permite establecer un valor de probabilidad de ocurrencia fundamentado en el comportamiento de eventos de fuga de la propia red de transporte, por lo que nos referiremos a la realización de un análisis de frecuencia denominado Fault Tree Analysis.

Para la determinación del valor de probabilidad en Estaciones de Regulación y/o las válvulas del sistema, recurriremos a un árbol de fallas, que contenga los elementos de mayor ponderación al riesgo, determinados en el análisis HAZOP.

Mediante la asignación de probabilidades de cada evento que pueda tener participación en el riesgo, la probabilidad de su ocurrencia puede ser calculada. Una vez procesados los datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de un evento final. Las probabilidades pueden ser clasificadas de varias formas, como se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6.12. Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas en la tubería de salida de la Estación de Regulación y Medición.

Nivel	Probabilidad	Descripción	Comportamiento individual de falla
A	10^{-1}	Frecuente	Ocurre frecuentemente
B	10^{-2}	Probable	Ocurre varias veces
C	10^{-3}	Ocasional	Ocurre algunas veces
D	10^{-4}	Remoto	No ocurre pero es posible que ocurra
E	10^{-5}	Improbable	Difícil que ocurra no existen experiencias

FUENTE: Health and Safety Briefing No 26a Sept. 2004. The Institution of Electrical Engineers

Una vez elaborado el árbol de fallas para cada riesgo determinado, se puede dar las asignaciones de probabilidad de ocurrencia a cada falla que participe en distintos eventos que conformen su posible desarrollo.

El riesgo a analizar bajo esta metodología es el de incendio en una Válvula de Seccionamiento y/o una Estación de Regulación (ER), generando una explosión, según las características de la nube que pudiera ser formada en cuanto a su dispersión y a la existencia de una fuente de ignición en la zona, por lo tanto la probabilidad de su ocurrencia se rige por una compuerta AND, ya que el

incendio sólo podrá generarse con la combinación de una fuga de gas natural y la existencia de una fuente de ignición.

La generación de una fuga en cualquier punto de la tubería del gasoducto de transportación de gas natural podrá darse a raíz de tres causas: falta o falla de mantenimiento, situación que puede originar la pérdida de integridad de alguno de los componentes, por una posible sobrepresión que cause una falla en la hermeticidad de los componentes de la instalación o equipo y por fallas en las medidas de seguridad física de la propia red, que podría facilitar el vandalismo o accidentes provocados por terceras personas.

Cada uno de estos posibles eventos es analizado en capas inferiores determinando combinaciones de sucesos que llevan a compuertas AND y OR dando un valor final a la probabilidad de su ocurrencia.

La presencia de la fuente de ignición se analiza a partir de tres eventos independientes y por lo tanto se aplica una compuerta OR y son: la posibilidad de una chispa generada por un acto inseguro de los trabajadores de la empresa encargada de la operación y mantenimiento, al estar realizando actividades con equipo eléctrico, corte y soldadura, etc. Otra de las causas que se considera es un incendio externo que puede ser originado por terceras personas o incendio de hierba seca o basura en las temporadas de sequía y temperaturas altas, así como la posibilidad de una fuente de ignición generada por fenómenos meteorológicos (rayo).

Una vez desarrollado el análisis cualitativo se asignan los valores de probabilidad de ocurrencia, basándose en la estimación de que sucedan, sustentándose en la experiencia de eventos ocurridos durante la vida de redes de aprovechamiento, en la propia experiencia del personal que opera y mantiene dicha red y en el conocimiento de sucesos ocurridos en sistemas similares. Lo anterior utilizando los valores de probabilidad sugeridos por el Instituto de Ingenieros Eléctricos del Reino Unido en el año 2004, para la determinación de probabilidades de ocurrencia de falla en circuitos eléctricos, utilizando la metodología FTA.

En el diagrama del análisis de árbol de fallas (FTA), se muestran las interrelaciones de posibles eventos y el valor de la estimación de sus probabilidades.

Los diagramas del análisis de árbol de fallas se presentan en el Anexo 8, en donde se puede observar cada una de las probabilidades calculadas para el riesgo de fuga que en caso de encontrar una fuente de ignición desencadenaría un incendio y explosión.

Para la interpretación de la probabilidad de un incendio sobre una Válvula de Seccionamiento y las tuberías de transportación del gas natural, se desarrolla el siguiente planteamiento:

La probabilidad determinada de un incendio en una Válvula de Seccionamiento o Estación de Regulación, llevo al númro 4.05×10^{-4} como valor de probabilidad, nos indica que se encuentra en el rango de remoto.

La ocurrencia de fugas en la Válvula de Seccionamiento y/o los accesorios es el evento que mayor probabilidad de ocurrencia tiene 2.6×10^{-2}, que se ajusta al rango de probable, siendo la causa más factible las fugas por fallas en las medidas de seguridad, resultando como ocasionales las fugas por falta o fallas en los programas de mantenimiento, con 5.2×10^{-3}, seguida por fugas

por sobrepresiones que caen en el rango de improbable., con 1.1 x 10^{-5}, que caen en el rango de improbable.

Para la presencia de una flama o chispa que inicie un incendio se determinó un valor de probabilidad de 1.3 x 10^{-2}, que se ajusta a la clasificación de probable, siendo influenciada principalmente por los actos inseguros del personal que da mantenimiento y revisiones periódicas a las instalaciones con la probabilidad de 1 x 10^{-2}, seguida con la misma probabilidad la presencia de un incendio externo (generado por fogatas, incendio de basura o por la hierba seca en las inmediaciones de la Válvula), o por chispa eléctrica o por carga estática con la probabilidad de 1 x 10^{-3}con la categoría de ocasionales. Resolviendo matemáticamente el árbol, la frecuencia de ocurrencia de un riesgo de incendio en una E.R. o una V.S., es de 4.05x10^{-4}.

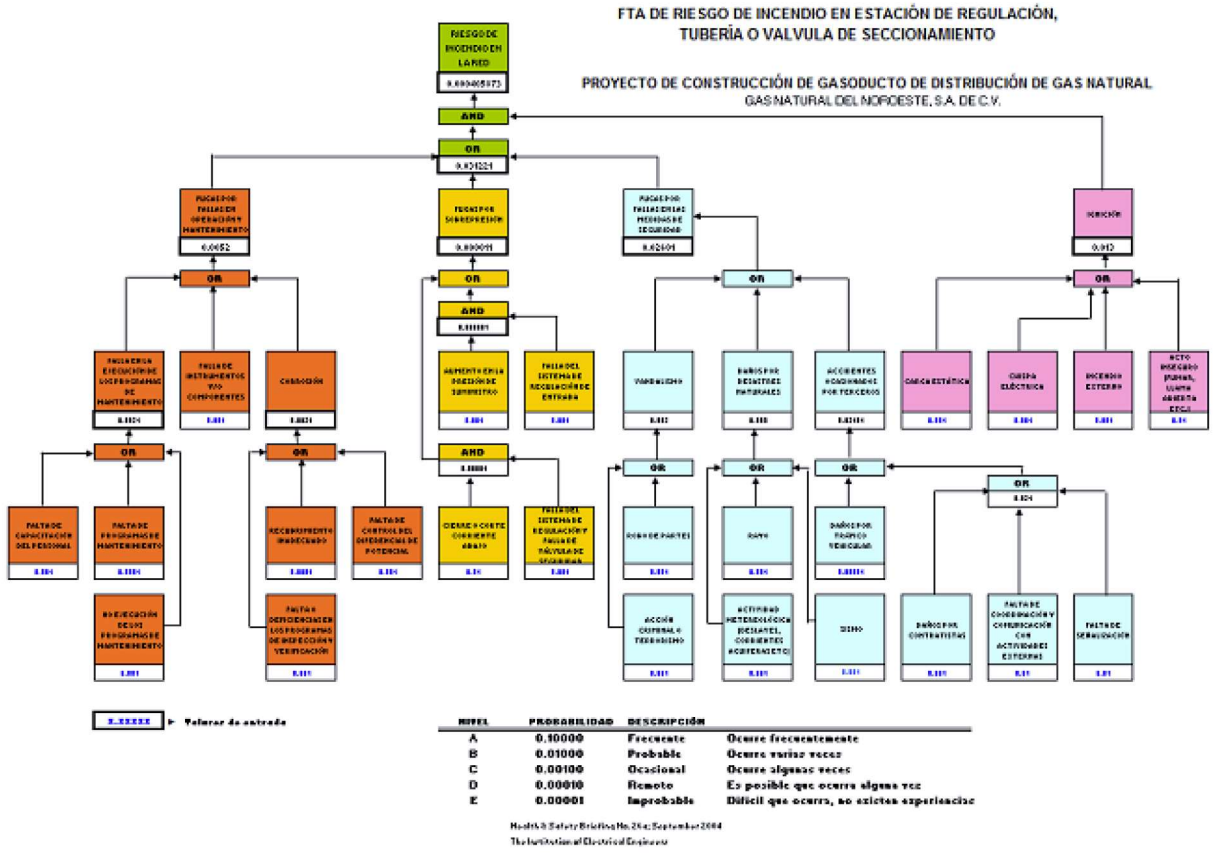


Figura 6.1. Árbol de Fallas determinado para las V.S. y E.R., del proyecto Cancún-Playa del Carmen.

La valoración de la Frecuencia calculada con el método FTA, no manifiesta de forma directa la periodicidad de la ocurrencia de un evento, pero si relacionamos el valor de la probabilidad con la vida útil de la instalación, podremos contar con un estimado de eventos probables a ocurrir durante ese lapso de tiempo:

30 años de vida probable útil del sistema × 365 días = 10,950 días

$$10{,}950 \times 4.05 \times 10^{-4} = 4.4$$

El valor anterior lo podemos interpretar diciendo que en la vida útil de operación del sistema, se puedan esperar 4.4 eventos de desviación del proceso que puedan llevar a un incendio y/o explosión sobre las válvulas o la tubería de conducción.

Después de haber llevado a cabo el análisis de las Válvulas de Seccionamiento (VS) y/o las tuberías, se puede concluir que:

Equipo	Valor de la probabilidad de ocurrencia de un evento de incendio o deflagración	Eventos estimados de desviación en la instalación
E.R., V.S. o tubería	4.05×10^{-4}	4.4

Los FTA sobre, la Estación de Regulación (ER), las Válvulas de Seccionamiento y tuberías de distribución se adjuntan en el ANEXO 9: DIAGRAMA DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS (FTA's).

Conforme a los análisis realizados al sistema de transporte de gas natural Cancún-Playa del Carmen, se puede concluir que los riesgos principales que tiene el sistema se dan en los elementos externos de éste, como estaciones de regulación, válvulas de seccionamiento y estaciones de regulación y medición de clientes. Tanto las estaciones de regulación como las válvulas de seccionamiento estarán alojadas en registros bajo el nivel del piso, el acceso a estos es mayormente factible que las tuberías enterradas.

Por otro lado, el nivel de consecuencias en un incidente de fuga que alcance fuego o explosión, es proporcional al diámetro y presión de operación de la tubería.

El sistema de transporte de gas natural está conformado por tuberías de acero de 12, 10 y 6 pulgadas con presión máxima de operación de 7 kg/cm^2 y de polietileno de alta densidad de 8, 6, 4, 3, 2 y 1 pulgadas con una presión máxima de operación de 4 kg/cm^2.

Los escenarios a considerar para la realización de simulaciones de incendio y explosión son:

1. Gasoducto de 12 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100% y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).
2. Gasoducto de 10 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100% y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).
3. Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100 y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).
4. Gasoducto de 8 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 y 20%, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).
5. Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 y 20%, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).
6. Gasoducto de 4 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

7. Gasoducto de 3 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).
8. Gasoducto de 2 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Simulaciones Cancún 2ª Etapa

Matriz de análisis Escenario 1.

Gasoducto de 12 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100% y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 12 pulgadas de ∅ de A.C. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona geográfica de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Vencimiento de los tornillos en bridas, válvulas, accesorios intermedios, fatiga de materiales, de soldaduras. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación y medición. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de12" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.305 m para la rotura al 100%, y de 0.061 m para la rotura de 20% de la tubería de 12 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 53.6 kg/s para el 100% y de 2.15 kg/s para el 20% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 12 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **100%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 68.7 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 91.5 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 135.9 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 34.9 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 79.7 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 135.4 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 153.4 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 43.6 metros.

15% Límite superior de explosividad: 6.1 metros.

Resultados

Gasoducto de 12 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **20%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 14.7 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 19.5 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 28.8 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 12.0 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 27.3 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 46.4 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.5% de concentración hasta 55.4 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 00.00 metros.

15% Límite superior de explosividad: 00.00 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 2.

Gasoducto de 10 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100% y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 10 pulgadas de ∅ de A.C. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona geográfica de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Vencimiento de los tornillos en bridas, válvulas, accesorios intermedios, fatiga de materiales, de soldaduras. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación y medición. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 10" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.254 m para la rotura al 100%, y de 0.051 m para la rotura de 20% de la tubería de 10 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 37.2 kg/s para el 100% y de 1.5 kg/s para el 20% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 10 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **100%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 57.8 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 76.8 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 114.1 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 30.9 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 70.5 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 119.9 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 133.4 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 35.6 metros.

15% Límite superior de explosividad: 4.5 metros.

Resultados

Gasoducto de 10 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **20%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 12.6 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 16.7 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 24.6 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 10.6 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 24.2 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 41.1 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.1% de concentración hasta 84.4 metros.

0.5% de concentración hasta 0.00 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 00.00 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 3.

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del 100% y 20%, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de A.C. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona geográfica de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Vencimiento de los tornillos en bridas, válvulas, accesorios intermedios, fatiga de materiales, de soldaduras. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación y medición. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 6" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.152 m para la rotura al 100%, y de 0.0305 m para la rotura de 20% de la tubería de 6 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 13.3 kg/s para el 100% y de 0.54 kg/s para el 20% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **100%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 35.5 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 47.1 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 69.9 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 21.9 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 50.1 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 85.1 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 71.5 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 22.4 metros.

15% Límite superior de explosividad: 0.0 metros.

Resultados

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de A.C., con una rotura del **20%**, operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa).

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 7.7 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 10.2 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 15.1 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 7.5 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 17.2 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 29.2 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.1% de concentración hasta 91.7 metros.

0.5% de concentración hasta: 78.6 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 00.00 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 4.

Gasoducto de 8 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100% y 20%, operando a 4 kg/cm^2 (392.3kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 8 pulgadas de ∅ de HDPE en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona geográfica de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Vencimiento de los tornillos en bridas, válvulas, accesorios intermedios, fatiga de materiales, de soldaduras. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación y medición. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 8" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.203 mm para la rotura al 100%, y de 0.041 mm para la rotura de 20% de la tubería de 8 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 13.6 kg/s para el 100% y de 0.55 kg/s para el 20% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 8 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del **100%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 33.0 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 45.4 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 69.1 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 22.1 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 50.4 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 85.7 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 67.9 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 33.6 metros.

15% Límite superior de explosividad: 1.0 metros.

Resultados

Gasoducto de 8 pulgadas de diámetro de HDPE., con una rotura del **20%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 7.3 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 10.0 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 15.0 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 7.6 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 17.3 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 29.4 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.5% de concentración hasta 73.3 metros.

1% de concentración hasta: 67.9 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 33.6 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 5.

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 y 20%, operando a 4 kg/cm2 (392.3 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de HDPE. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Falla de material, válvulas, accesorios intermedios, falla de uniones termosoldadas. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 6" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.152 m para la rotura al 100% y de 0.031 m para 20% de la tubería de 6 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 7.6 kg/s para el 100% y de 0.3 kg/s para el 20% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del **100%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 25.1 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 34.5 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 52.5 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 18.2 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 41.5 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 70.6 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 44.1 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 26.5 metros.

15% Límite superior de explosividad: 0.0 metros.

Resultados

Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro de HDPE., con una rotura del **20%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 5.5 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 7.4 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 11.2 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo: radio de afectación de 6.2 metros.

Zona de Medio Riesgo: radio de afectación de 14.1 metros.

Zona de Amortiguamiento: radio de afectación de 24.0 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.1% de concentración hasta 55.7 metros.

1% de concentración hasta: 44.1 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 26.5 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 6.

Gasoducto de 4 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm2 (392.3 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 4 pulgadas de ∅ de HDPE. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Falla de material, válvulas, accesorios intermedios, falla de uniones termosoldadas. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 4" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.102 m para la rotura al 100% de la tubería de 4 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 3.4 kg/s para el 100% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 4 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del **100%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 17.3 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 23.7 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 35.9 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 13.9 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 31.8 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 54.0 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

1% de concentración: 25.6 metros.

5% Límite inferior de explosividad: 0.0 metros.

15% Límite superior de explosividad: 0.0 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 7.

Gasoducto de 3 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 3 pulgadas de ∅ de HDPE. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Falla de material, válvulas, accesorios intermedios, falla de uniones termosoldadas. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 3" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.0762 m para la rotura al 100% de la tubería de 3 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 1.9 kg/s para el 100% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 3 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del **100%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 13.1 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 17.9 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 27.2 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 11.5 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 26.2 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 44.5 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.1% de concentración hasta: 37.6 metros.

0.5% de concentración hasta 31.8 metros.

1% de concentración hasta: 28.6 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

Matriz de análisis Escenario 8.

Gasoducto de 2 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del 100 operando a 4 kg/cm2 (392.3 kPa).

Ubicación:	Tubería y/o válvula del gasoducto de 2 pulgadas de ∅ de HDPE. en el trazo del sistema de transporte de la 2ª Etapa de Cancún	
Etapa de operación:	Transporte de gas natural en la zona de Cancún	
Causas Probables:	Sobre presión y rotura en la tubería y/o válvula. Falla de material, válvulas, accesorios intermedios, falla de uniones termosoldadas. Falla en acción de válvulas de sobrepresión en estación de regulación. Trabajos de terceros. Vandalismo, sabotaje.	
Consideraciones: Técnicas	El tiempo máximo de detección y control de la fuga en la tubería de 3" de diámetro de Gas Natural del Noroeste se considera de 5 minutos, debido a que el gasoducto y las instalaciones de regulación y medición cuentan con válvulas Shut off, de seccionamiento automático. Además de tener accesos transitables y señalizados. El tipo de liberación es continuo. Se considera que a 5 segundos de iniciada la fuga ésta se incendia y/o detona con una fuente de ignición. El diámetro del orificio es de 0.051 m para la rotura al 100% de la tubería de 2 pulgadas. Se considera que la altura de la fuente de emisión es a nivel del piso. Temperatura del gas en la tubería: 25 ^{0}C	
Consideraciones ambientales	→ Estabilidad ambiental	Paskill F Muy estable
	→ Temperatura ambiente	30 ^{0}C
	→ Velocidad del viento	1.50 m/s
	→ Humedad	80%, se eligió debido a que es la HR promedio en el área de estudio.
	→ Presión atmosférica	101.3 kPa
	→ Rugosidad del terreno	1.0 m (Urbana)
Término de la fuente	→ Tasa de descarga de la fuga	La tasa de descarga para el evento es de: 0.86 kg/s para el 100% (Calculados con SCRI)

Resultados

Gasoducto de 2 pulgadas de diámetro de HDPE, con una rotura del **100%**, operando a 4 kg/cm^2 (392.3 kPa).

Los resultados obtenidos tras las simulaciones son los siguientes.

Incendio (Radiación Térmica):

Zona de Alto Riesgo 5.0 kw/m^2: radio de afectación de 9.0 metros.

Zona de Medio Riesgo 3.0 kw/m^2: radio de afectación de 12.3 metros.

Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m^2: radio de afectación de 18.5 metros.

Explosión (Sobre-presión):

Zona de Alto Riesgo 3.0 psi: radio de afectación de 8.8 metros.

Zona de Medio Riesgo 1.0 psi: radio de afectación de 20.1 metros.

Zona de Amortiguamiento 0.5 psi: radio de afectación de 34.2 metros.

Concentraciones a 1 metro de altura:

0.1% de concentración hasta: 69.7 metros.

0.5% de concentración hasta 0.0 metros.

1% de concentración hasta: 0.0 metros.

Zona	Radiación Térmica	Sobrepresión
De alto riesgo	5.0 kW/m^2 Causa dolor en 15 s. Quemaduras de segundo grado en 30 s.	3.0 psi 20.68 kPa Caída parcial de estructuras
De medio riesgo	3.0 kW/m^2 Máximo soportable sin protección	1.0 psi 6.9 kPa
De amotiguamiento	1.4 kW/m^2 Radiación recibida del sol a mediodía en verano.	0.5 psi 3.45 kPa Daño ligero a ventanas y marcos.

VI.4. Zonas de alto riesgo y amortiguamiento

Después de haber analizado todos los escenarios por separado y en conjunto, de acuerdo a las simulaciones realizadas, se determinó y se han proyectado a todo lo largo de la línea del gasoducto y sus ramales los radios de afectación por Incendio o fuego (radiación térmica) en caso de explosión de alto, medio y bajo riesgo, este último conocido como zona de amortiguamiento, referente a los incendios sobre personas por exposición a las radiaciones térmicas, que es lo más riesgoso. Es así que se determinó un radio de amortiguamiento o bajo riesgo a todo lo largo del ramal principal de tubería y sus Válvulas de Seccionamiento de 12" de diámetro de 135.90 metros (verde claro), un radio de medio riesgo de 91.50 metros (amarillo), y el radio de alto riesgo en caso de un posible accidente de 68.70 metros (rojo), establecidos a partir de las simulaciones de la interconexión.

Para la tubería y sus Válvulas de Seccionamiento de 10" de ∅ de AC los radios arrojados por el análisis de riesgo son de 114.10 metros (verde claro), un radio de medio riesgo de 76.80 metros (amarillo), y el radio de alto riesgo en caso de un posible accidente de 57.80 metros (rojo).

Para la tubería y sus Válvulas de Seccionamiento de 6" de ∅ de AC los radios arrojados por el análisis de riesgo son de 69.90 metros (verde claro), un radio de medio riesgo de 47.10 metros (amarillo), y el radio de alto riesgo en caso de un posible accidente de 35.50 metros (rojo). Estos radios de afectación se pueden apreciar en la siguiente figura.

Para la tubería y sus Válvulas de Seccionamiento de 8" de ∅ de PEAD los radios arrojados por el análisis de riesgo son de 69.10 metros (verde claro), un radio de medio riesgo de 45.40 metros (amarillo), y el radio de alto riesgo en caso de un posible accidente de 33.00 metros (rojo).

Para la tubería y sus Válvulas de Seccionamiento de 6" de ∅ de PEAD los radios arrojados por el análisis de riesgo son de 52.50 metros (verde claro), un radio de medio riesgo de 34.50 metros (amarillo), y el radio de alto riesgo en caso de un posible accidente de 25.10 metros (rojo).

Por otra parte, las Válvulas de Seccionamiento son menos protegidas ante agentes externos o sabotaje, por estar en registros, sumarían riesgos. Al estar solo cerca de la tubería del gasoducto por donde pasará enterrado, los riesgos de un incidente se minimizan.

Se presentan las imágenes generales de los radios de afectación, mostrándose solo las tuberías de mayores dimensiones y que representan mayores riesgos, como son las de 12", 10" y 6" de ∅ de A.C., operando a 7 kg/cm^2 (686.5 kPa), y las de 8" y 6" de ∅ de PEAD, operando a 4 kg/cm^2 (392.3kPa). Se presentan sobre las imágenes las tuberías en color azul cyan, al centro de lo que es el trazo de las mismas, y alrededor de estas el radio de Riesgo Alto, en color rojo, y el radio de Riesgo Bajo, en color verde, o también considerado este el límite de la zona de amortiguamiento.

También se presentan las matrices de análisis HAZOP para cada uno de los 8 escenarios considerados donde se ven los detalles arrojados de las distancias para cada uno de los parámetros contemplados.

RADIOS DE AFECTACIÓN, PROYECTO GASODUCTO CANCÚN-PLAYA DEL CARMEN

Figura 6.2. Radios de afectación de las dos secciones contempladas para el proyecto de la segunda etapa del gasoducto Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo.

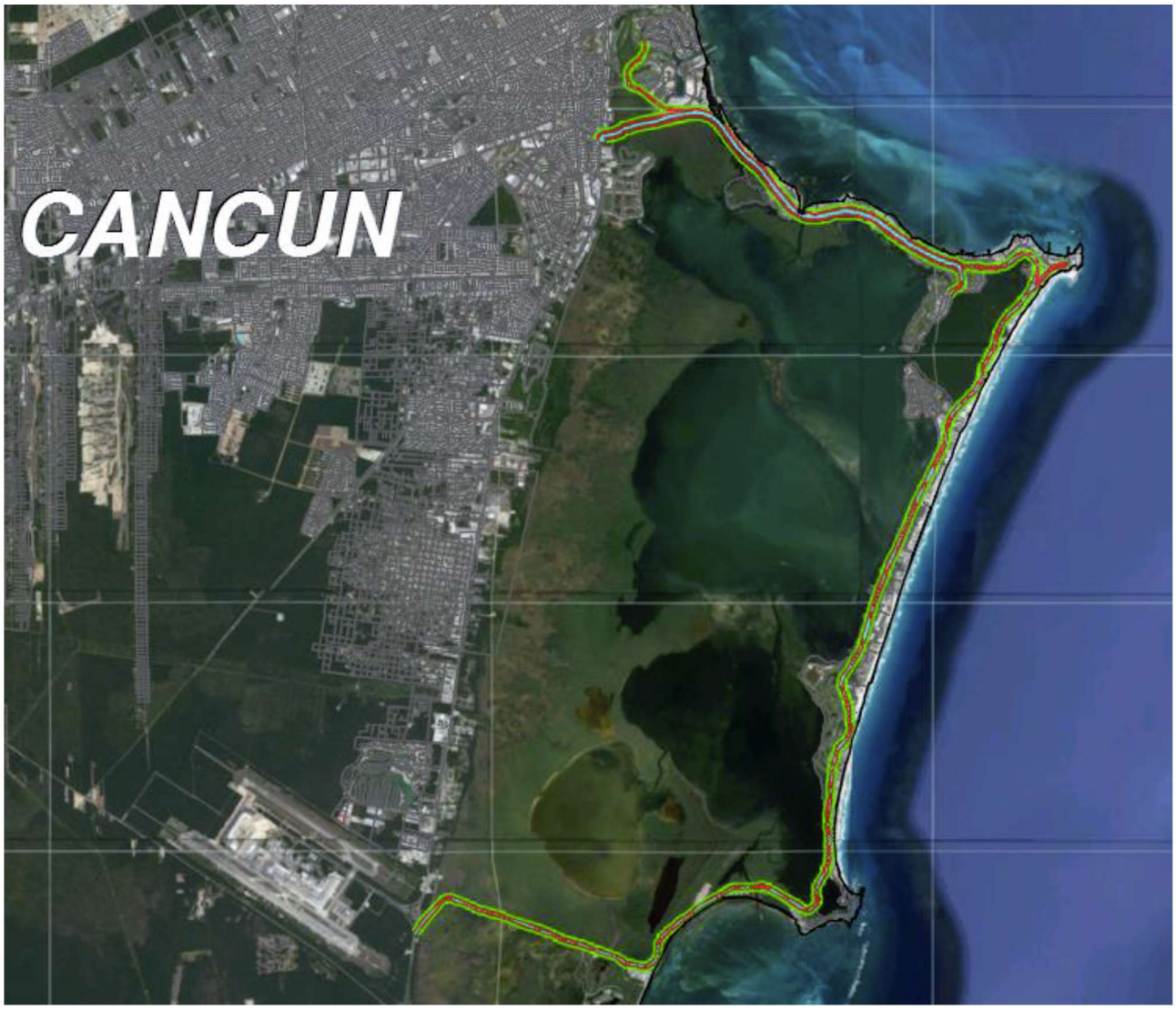


Figura 6.3. Detalle de los radios de afectación de la primera sección, en la zona hotelera de Cancún.

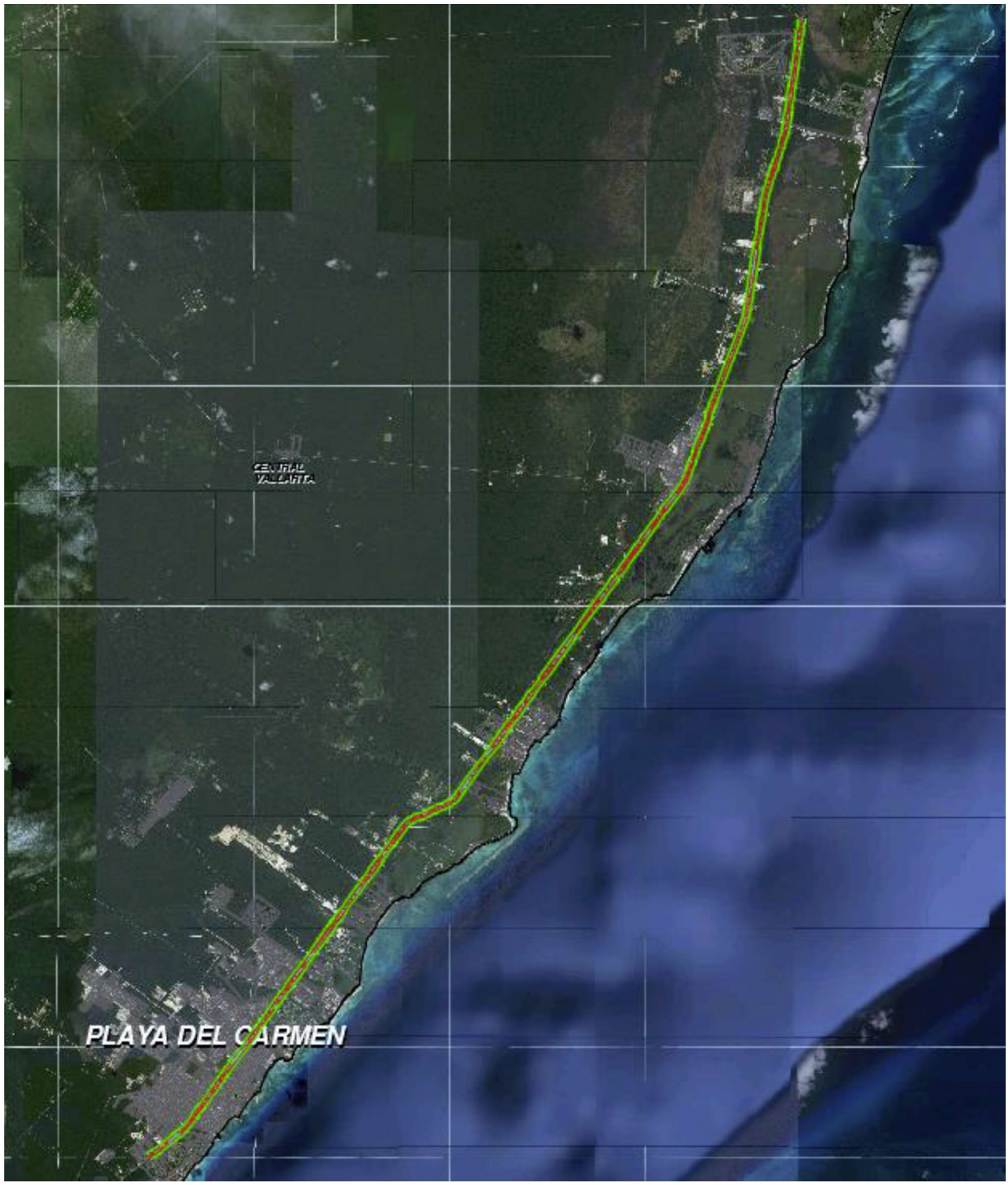


Figura 6.4. Detalle de los radios de afectación de la segunda sección, en carretera Cancún-Tulum y Playa del Carmen.

VI.5. Análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación

VI.5.1. Metodología de identificación y jerarquización

El transporte y distribución de gas natural, es una actividad comúnmente adoptada en la industria y en las instalaciones de aprovechamiento, la cual se enfoca en los riesgos de su manejo y utilización a la generación de incendios o explosiones derivadas de fugas. Por tal motivo la determinación de éstos, en sus aspectos cualitativos, cuantitativos y de consecuencias se basan en procesos y prácticas ampliamente conocidas.

El proceso de análisis de riesgo consiste en la identificación, valoración y mitigación sistemática de los riesgos potenciales de la red a ampliar de transporte de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**

Esta es una función importante en el proceso de las actividades gerenciales, enfocadas a la seguridad que requieren de una cantidad sustantiva de tiempo, esfuerzo y aplicación de expertos especializados. La importancia de esta actividad está contenida en la Occupational Safety and Health Administration (OSHA) PSM Standard Title 29 CFR 1910.119, la cual requiere de un proceso de análisis de riesgo inicial de todos los procesos bajo este estándar.

El análisis de los riesgos del sistema requiere de una identificación proactiva de éstos, su evaluación y su disminución o prevención.

Los criterios de selección de la metodología para la identificación y jerarquización de riesgosndependeN del alcance y la profundidad de identificación de éstos, ya que existen técnicas tan simples como ¿Qué pasa Sí?, Listas de verificación, índices de Dow o Mond, etc., que son aplicadas a procesos simples y dan buenos resultados de análisis con unos minutos de aplicación.

Otras metodologías más estructuradas y de aplicación a procesos más complejos pueden ser tales como el análisis de modos de fallo efecto y criticidad (FMECA), análisis de árbol de fallas o árbol de sucesos, análisis de riesgo y operabilidad (HAZOP), etc., dado que éste último considera a los procesos desde su diseño, la construcción de la instalación, su operación y mantenimiento, es una de las técnicas más utilizadas, ya que engloba todas las fases y todas las operaciones del campo motivo de análisis. Por lo anterior será esta la metodología para la identificación de riesgos a utilizar en el presente estudio.

> La identificación de riesgos puede ser abordada a través de un análisis de riesgo y operabilidad (HAZOP), para aquellas situaciones que se derivan de condiciones inseguras del diseño, operación y mantenimiento. Adicionalmente, se determinan condiciones de riesgo a través de una evaluación física, así como de las características relacionadas con su entorno. Lo anterior proporciona un análisis cualitativo de los riesgos.
>
> Para ponderar los riesgos, los clasificaremos en cuatro niveles:
>
> - Nivel 4: Afectaciones humanas y materiales (explosión).
> - Nivel 3: Incendios y riesgos del fuego.
> - Nivel 2: Suspensión del servicio y trastornos mayores.

- Nivel 1: Desviaciones del servicio y trastornos menores.

Posterior a la clasificación de los riesgos, se avaluarán sus consecuencias mediante la combinación de la frecuencia de ocurrencia y su severidad, combinando los resultados del estudio HAZOP con un análisis de probabilidad a través del desarrollo de un árbol de fallas con ponderaciones de probabilidad.

En toda instalación de transporte de gas natural existe una variedad de elementos de falla, como tuberías, filtros, válvulas, accesorios, uniones, equipos de medición y regulación etc., sujetos a defecto o roturas, bajo determinadas circunstancias, y dadas las condiciones de presión positiva en su interior, el evento resultante termina en una emisión de gas a la atmósfera.

La emisión de gas a la atmósfera genera un área volumétrica cuya forma y contenido de material fugado, depende de la cantidad de masa del gas, el tiempo de emisión dado hacia la atmósfera, la presión del fluido y las condiciones meteorológicas en el punto de emisión. Los enfoques de clasificación de riesgos son cualitativos por naturaleza y presentan situaciones potenciales de los peligros del peor de los escenarios y asignan causas o componentes del sistema que representan los más probables a originar éste.

Metodología para el análisis de consecuencias

Se entiende por análisis de consecuencias la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas, y sus posibles efectos sobre las personas, el medio ambiente y los bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

Los análisis de consecuencias deben estudiar los diferentes tipos de accidentes potenciales en establecimientos industriales que pueden producir fenómenos peligrosos para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales. Estos tipos de accidentes potenciales se seleccionan a partir de un correcto análisis e identificación de riesgos. Son los siguientes:

1. Fugas o derrames incontrolados de sustancias peligrosas: líquidos o gases en depósitos y conducciones.
2. Evaporación de líquidos derramados.
3. Dispersión de nubes de gases, vapores y aerosoles.
4. Incendios de charco o "Pool fire".
5. Dardos de fuego o "Jet fire".
6. Deflagraciones no confinadas de nubes de gases inflamables o "UVCE".
7. Estallido de depósitos o "BLEVE".
8. Explosiones físicas y/o químicas.
9. Vertido accidental al medio ambiente de sustancias contaminantes, procedente de fugas o derrames incontrolados.

De entre todos estos posibles tipos de accidentes, tanto en las conducciones (gasoductos) como en los depósitos de gas a presión, la aparición de una pequeña fisura en las paredes trae como consecuencia la descarga del gas contenido formando un chorro de gas a presión. Si el gas fugado se halla a alta presión produce un chorro o fuga inercial que ocupa una larga zona muy limitada transversalmente, con concentraciones de la sustancia progresivamente decrecientes al alejarse del origen de la fuga. En el caso de tratarse de gases inflamables, si se produce su ignición se forma un dardo de fuego o "jet fire" análogo a un soplete de grandes dimensiones, aunque de alcance limitado.

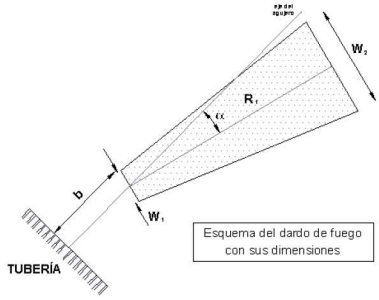


Figura 6.4. Esquema del dardo de fuego o "jet fire" con sus dimensiones, usado para el cálculo de fugas en gasoductos.

Este modelo calcula tanto la forma del dardo, representado como un cono truncado; como la radiación superficial emitida por dicho cono, considerado como cuerpo sólido. Es por esto que se usa este modelo para hacer los cálculos de riesgo para gasoductos de gas natural.

Este modelo nos servirá por tanto para cualquier tipo de fugas en tubería o depósito, siempre que conozcamos la presión en el interior y podamos suponer que ésta permanece constante.

Con él, podremos estimar tanto las dimensiones del dardo de fuego formado, como la radiación que llegaría a distintas distancias o, de otro modo, la distancia a la que nos llega una determinada radiación.

La clasificación de riesgos es una herramienta para ayudar a la administración a decidir dónde hay que asignar recursos en técnicas de evaluación. Un principio clave de la evaluación de riesgos es que las técnicas sólo deben utilizarse en el grado necesario para tomar decisiones en cuanto al control del riesgo. Con una clasificación de riesgos efectiva, la empresa puede concentrar el esfuerzo de evaluación del riesgo en donde proporcione el valor máximo.

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) o la CMA (Chemical Manufacturers Association).

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS EN UNATUBERÍA DE TRANSPORTE O DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El análisis y evaluación de riesgos proporciona información relacionada con los procedimientos de diseño para controlar los riesgos asociados, inherentes a la actividad y a los sistemas y luego se desarrolla un análisis de riesgo operacional específicamente hecho para el sistema y las medidas para reducir los peligros y prevenir los accidentes.

El análisis de riesgo operacional es abordado ya que es el la fase de vida del sistema que más conflictos a la seguridad puede originar, la fase de construcción, que no involucra la manipulación de gas, se ve notoriamente reducida y acotada a eventos comunes de utilización de herramentales y maquinarias de general uso.

Identificación de Riesgos de la Tubería

Existen riesgos bien identificados asociados con la construcción y operación de sistemas de transporte de gas natural. Basados en este reconocimiento, los criterios relacionados con el riesgo elaboran procedimientos específicos para la construcción, operación y el abandono de los sistemas de tuberías de gas.

Los riesgos asociados con el gas natural en un sistema de transporte o distribución, surgen en primer lugar durante el proceso de puesta en servicio, en que el gas se usa para purgar aire que permanece dentro del sistema antes que éste entre en operación.

La mezcla de gas natural y aire se descarga a la atmósfera en cantidades pequeñas y bajo controles estrictos propios del sistema. Un minucioso control por monitoreo impide que la descarga llegue a formar una mezcla potencialmente explosiva.

Peligros similares ocurren durante el retiro del servicio y el abandono, los que se reducen al mínimo en la misma forma.

Los peligros asociados con el funcionamiento de las tuberías durante su operación han sido bien investigados y definidos (por ejemplo, Amad, 1988; Elber y Jones, 1992; Mayer et al. 1987; Kent Muhlbauer, 1992, entre otros). Este estudio trata en primer lugar los riesgos potenciales asociados con la operación del sistema y luego las medidas de diseño que generalmente son tomadas para reducir estos peligros a un nivel internacionalmente aceptable.

Los siguientes riesgos potenciales del transporte de gas son comúnmente conocidos en orden decreciente de importancia:

Daño Mecánico - Es la razón más común de falla en un sistema, ocasionada por contacto durante la realización de actividades de excavación en la vecindad del ducto.

Corrosión Externa- Esto ocurre generalmente en áreas en que las capas protectoras externas, se han perdido o ha sido dañadas, tales como recubrimientos anticorrosivos, cintas o películas plásticas y epóxicos.

Otras causas potenciales de corrosión externa son la pérdida de protección catódica, y la ubicación de las tuberías en un ambiente externo altamente corrosivo. La corrosión externa generalmente produce defectos u orificios localizados que reducen la integridad estructural de la tubería, y en el peor de los casos puede inducir a una fuga, pero no a una explosión severa.

Pérdida de Apoyo del Terreno -El terreno en el que se apoya la tubería del gas puede estar sometido a movimiento debido a eventos sísmicos, hundimientos, desplomes de terreno, inundaciones y canalización natural. Un sistema sin uniones mecánicas como el gasoducto a construirse está en mejores condiciones de soportar estos movimientos.

Fatiga- La tubería puede estar sometida a torsiones o tensiones durante la construcción, o tener defectos de material o de construcción. Con el tiempo, puede aparecer una fuga de gas pero no una explosión severa. Para evitar que esto ocurra, todo el material debe ser sometido a un control de calidad estricto. Así mismo, el proceso de construcción debe usar también procedimientos de inspección y control de calidad de validez internacional. Además, una prueba de resistencia previa a la puesta en servicio, realizada a presiones mayores que las presiones de operación, servirá para detectar defectos en los materiales y en la construcción, los que eventualmente pueden provocar fallas durante la vida operativa del sistema.

Sabotaje o Intervención de Terceros- El daño proveniente de actividades de sabotaje o maliciosas es poco común en la mayoría de las áreas del mundo. Como la tubería es subterránea, el sabotaje es relativamente difícil. Las instalaciones superficiales están cercadas y protegidas. El sistema regulador de presión es vigilado a distancia reduciendo de esa manera pérdidas del sistema.

Niveles de Riesgo - Estándares Internacionales.

Autoridades fiscalizadoras internacionales han definido criterios para los niveles aceptables de riesgo tanto en los Países Bajos como en el Reino Unido.

Los Países Bajos han determinado el nivel aceptable de riesgo para un individuo si la fatalidad se da en 10^{-6} (una oportunidad en un millón) por año (Plan de Política Ambiental Nacional Holandés, de 1990; modificado por estudios de riesgo posteriores).

El riesgo insignificante está definido en un nivel de 10^{-8} por año. Por lo tanto, las exigencias en relación a la tubería y su proximidad a edificaciones están definidas de modo de asegurar que los niveles de riesgo fluctúen entre 10^{-6} y 10^{-8} anual, considerando el tipo de instalaciones y el grado de sensibilidad del área.

En el Reino Unido los niveles de riesgo han sido estudiados por un Grupo de Estudios de la Sociedad Real (The Royal Society, 1983) y sus recomendaciones fueron adoptadas en el país como pautas de planificación del uso de la tierra adyacente a sectores industriales de alto riesgo (Comisión de Seguridad y Salud del Reino Unido, 1989). Se adoptaron exigencias similares para las instalaciones cercanas a los sistemas de tuberías (Carter Jonas, 1989). En cuanto a las tuberías, se identificaron tres niveles de riesgo:

- 10^{-5} posibilidades al año de recibir una dosis peligrosa (se define abajo) en el caso de pequeños proyectos.
- 10^{-6} posibilidades al año de recibir una dosis peligrosa en el caso de proyectos medianos y grandes.
- $0{,}3 \times 10^{-6}$ posibilidades al año, un nivel en el que el riesgo se considera sin importancia y que no se debería exceder donde existan instalaciones sensibles como colegios, hospitales, asilos de ancianos, etc.

Mientras los niveles holandeses se refieren al riesgo de muerte, los niveles del Reino Unido se refieren al riesgo de dosis peligrosa. Una dosis peligrosa producirá una seria desgracia a todas las personas comprometidas, requiere de tratamiento médico para una parte considerable de los

afectados, algunas personas requerirán un tratamiento prolongado, y las personas más sensibles pueden morir.

Una vez que ha sido determinado el nivel de riesgo aceptable, se debe usar una metodología para determinar el nivel de riesgo asociado a una actividad en particular.

Afortunadamente, Gran Bretaña y Estados Unidos han realizado una amplia investigación sobre la definición de los riesgos del transporte de gas y mediante el uso de una extensa base de datos histórica, están en condiciones de proporcionar una serie de normas que han sido aceptadas internacionalmente para el diseño de sistemas de transporte.

Criterios de Diseño Relacionados con el Riesgo y Medidas de Reducción del Riesgo.

Los principios de diseño usados para el sistema están de acuerdo a la norma internacionalmente reconocida como ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems, para los sistemas de tuberías de transporte de gas. Cumpliendo estas normas, el nivel de riesgo potencial estará en los niveles siguientes o bajo ellos:

10^{-6} de posibilidades al año para tuberías que atraviesan áreas clasificadas como no sensibles.

0,3 x 10^{-6} de posibilidades al año en áreas que tienen instalaciones sensibles tales como hospitales, colegios, etc.

A modo de comparación, a continuación, se describen los niveles de riesgo de muerte por año relacionados con diversos eventos en Gran Bretaña:

Evento	Frecuencia	Probabilidad
Golpeados por un rayo	1 en 1,000,000	$1x10^{-6}$
Accidentes en ferrocarriles	1 en 100,000	$1x10^{-5}$
Homicidios	1 en 100,000	$1x10^{-5}$
Accidentes en el trabajo	1 en 43,500	$2.3x10^{-5}$
Accidentes en la casa	1 en 26,000	$3.8x10^{-5}$
Accidentes en la vía pública	1 en 8,000	$1.2x10^{-4}$
Causas naturales a los 40 años	1 en 850	$1.17x10^{-3}$
Fumadores de 10 cigarrillos al día	1 en 200	$5x10^{-3}$

Claramente de estas cifras se desprende que el riesgo anual de muerte proveniente de una tubería bien diseñada, es del mismo orden del evento, muy poco probable de ser golpeado y resultar muerto a causa de un rayo.

Los criterios de diseño para reducir el riesgo, se centran en acciones de la siguiente manera:

Mayor espesor de pared del gasoducto- El gasoducto a construir sobre algún derecho de vía usará un espesor de pared capaz de resistir varias veces el nivel de presión de diseño.

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Distribución de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

t = espesor mínimo de la tubería.

P = presión manométrica de diseño.

D = diámetro exterior de la tubería.

S = resistencia mínima a la cedencia.

F = factor de diseño por densidad de población.

E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería.

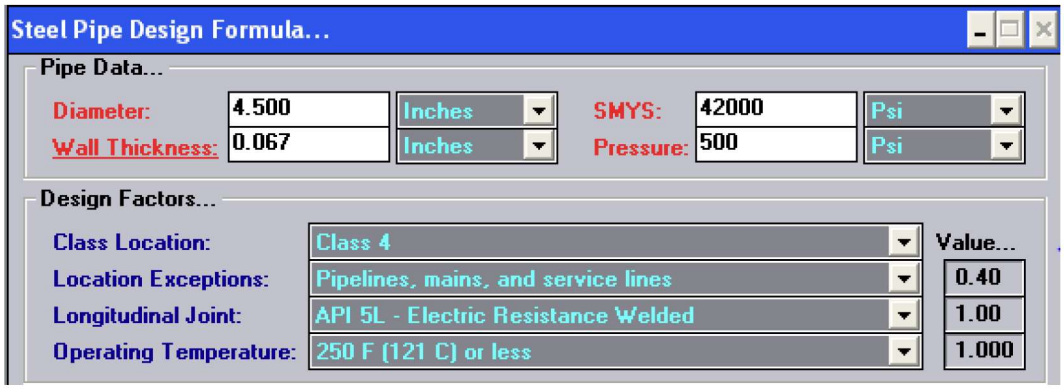
T = factor de corrección por temperatura del gas.

T=1 si la temperatura del gas es igual ò menor a 400º K.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 42,000 psi = 289,380.00kPa

Utilizando la presión de diseño, que es de 35.15 kg/cm² (500.00 psi).



De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 4” de diámetro tenga un espesor mínimo de 0. 067”

Al espesor calculado se adiciona 10% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de 0.085”.

Se utilizará tubería con costura API 5L Grado X42 de 4” de diámetro nominal que tiene un espesor de 0.219” sobrepasando el espesor mínimo requerido.

Aumento de la profundidad de ubicación de la tubería

La norma NOM-007-SECRE-2010 Transporte de gas natural establece una profundidad mínima de la tubería, de 0.75 m en suelo normal para Clase 4 de localización.

Profundidad mínima, para ductos de transporte enterrados, la profundidad mínima medida del lomo de tubo hasta la superficie debe cumplir con lo que indica la siguiente tabla.

El proyecto contempla una profundidad para el ramal principal de mínimo 1.2 m, sobrepasando los requerimientos de la norma.

Tabla 6.13. Cubierta mínima.

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al lomo de tubo)	
Clase de localizaciones 1, 2	60	45
Clase de localizaciones 3 y 4	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

Inspección Regular de la Superficie- Para asegurarse de que no se están llevando a cabo construcciones u otras actividades en el área del gasoducto que pudieran provocarle daños, y que no haya pérdida del terreno de apoyo de la tubería.

Por ejemplo, un ducto a construir se alojará sobre el derecho de vía de alguna carretera federal, o vialidad estatal o municipal, lo que asegura el ocupar un terraplén estabilizado previamente y construido con requisitos para la operatividad de la vía, lo que implica estudios y acciones de mecánica de suelos e hidráulicos.

Patrullaje Regular de Fugas- Para asegurarse de que cualquier fuga que pueda producirse en el sistema, sea detectada y reparada antes de que la situación se torne peligrosa.

El Apéndice II de la norma NOM-007-SECRE-2010, "Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural", dicta criterios para la detección de fugas en sistemas de transporte y la norma en sí, establece las características de los patrullajes a efectuar para cuidar la integridad de la tubería.

Los permisionarios de transporte de gas natural tienen establecidas estas actividades en sus procedimientos operativos y la calificación de su cumplimiento se realiza a través de los dictámenes de operación y mantenimiento que otorgan Unidades de Verificación autorizadas.

El hecho de ocupar un derecho de vía debe de dar mayor certidumbre a la vigilancia de la tubería ante actividades de construcción, reparaciones, etc., que pudiese estar realizando alguna dependencia o entidad.

El procedimiento de patrullaje de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, contempla el patrullaje diario del trazo.

Sistema de Información Geográfica Computarizado- Permite proporcionar rápidamente a las autoridades y a otras personas que puedan estar trabajando dentro del área del gasoducto, la información y los mapas detallados relacionados con el emplazamiento de las tuberías.

Ruta Bien Marcada- Para asegurarse la ubicación del gasoducto y además que los números de contactos telefónicos estén claramente indicados. Los señalamientos sobre el trazo del ducto son importantes elementos de prevención de accidentes; la norma específica:

Ductos enterrados, este tipo de señalamiento deberá ser instalado sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de afectación del ducto y debe observar las siguientes características:

Debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento, como lo señala la siguiente tabla.

Tabla 6.14. Distancia mínima entre cada señalamiento.

Clase de localización	Distancia en metros
1 y 2	Cada 1000
3	Cada 500
4	Cada 100

Monitoreo Continuo del Sistema de Protección Catódica- Las medidas de protección catódica, serán monitoreadas para observar las desviaciones de límites pre-establecidos. Esto permitirá que el sistema reaccione y rectifique cualquier operación defectuosa antes de que surja una situación de peligro. Por ejemplo, un gasoducto que esté frente a las instalaciones de una empresa cualquiera, estará protegido contra la corrosión externa mediante el sistema de Corriente Impresa, dicho sistema forma parte de la evaluación que una Unidad de Verificación, realiza anualmente al transportista.

DEFINICIÓN DE RIESGO

El riesgo es una función de la Probabilidad de Ocurrencia de una Situación de Riesgo y la Consecuencia del Evento. Se define cada una a continuación.

Probabilidad de Ocurrencia de una Situación de Riesgo

Se define la Probabilidad de Ocurrencia de la Situación de Riesgo (P) como

P = H x V

Dónde:

P = Probabilidad de Ocurrencia de la Situación de Riesgo
H = Probabilidad de Ocurrencia del Evento Independiente
V = Factor de Vulnerabilidad

Además, H y V se definen como sigue:

- Probabilidad de Ocurrencia del Evento Independiente (H) o HAZARD; se define como la probabilidad de ocurrencia de un evento sin considerar concatenación de eventos en los efectos que pueda acarrear tal.
- Para determinar (H) se utilizan los datos estadísticos, el conocimiento de los sistemas de gas, la zona propuesta para la operación, la información sobre la ocurrencia de fenómenos similares y las estimaciones desarrolladas por especialistas.

- Factor de Vulnerabilidad (V) es la capacidad de respuesta de la estructura involucrada; en otras palabras, mide cuán vulnerable es la estructura ante el evento.

El Factor de Vulnerabilidad no comprende la magnitud ni la consecuencia del efecto, ni tampoco sus consecuencias.

Se estimó el Factor de Vulnerabilidad usando una escala de 1 a 5, en que 1 representa la vulnerabilidad menor y 5 la vulnerabilidad máxima del sistema.

Puesto que la Probabilidad de Ocurrencia (H) se calcula en una escala de 1 a 100, y el Factor de Vulnerabilidad (F) en una de 1 a 5, (P) se calcula como el equivalente a (H), multiplicado por ($0.68e^F$). La (P) resultante está, entonces, en una escala de 1 a 100.

Esta metodología ha probado ser exitosa en los estudios HAZOP anteriores para entregar un medio excelente para separar el riesgo en cinco niveles. Las cinco categorías de Probabilidad de Ocurrencia de la Situación de Riesgo (P) se indican en la siguiente Tabla.

Tabla 6.15. Categorías que definen la probabilidad de ocurrencia de una situación de riesgo (P).

Categoría de Probabilidad	Definición Cualitativa	Definición Cuantitativa
A	Existe una alta probabilidad de ocurrencia del evento durante la vida útil del proyecto.	> 10%, importante
B	El evento podría producirse esporádicamente. Podría haber eventos aislados.	5%-10%, significativo
C	Existe una razonable probabilidad de que se produzca el evento en algún punto.	1%-5%, moderado
D	Es poco probable que se produzca el evento en algún punto.	0,1-1,0%, bajo
E	Es casi imposible que se produzca el evento.	< 0,1%, insignificante

Consecuencia del Evento

La Consecuencia del Evento representa la seriedad del efecto provocado por el evento. En este análisis, se desarrollan cinco categorías de Consecuencia del Evento. La siguiente tabla, presenta la definición de cada categoría con respecto a sus posibles consecuencias en la salud y seguridad humana, el medio ambiente, preocupación pública y posibles problemas legales.

Tabla 6.16. Categorías de consecuencia del evento utilizadas en esta evaluación.

Categoría de Consecuencia	CONSIDERACIONES			
	Impacto en la Salud y Seguridad	**Impacto en el Medio Ambiente**	**Nivel de Trascendencia y Preocupación del Público.**	**Impacto Legal**
I	Muerte / Impacto serio en el público.	**SEVERO.** Destrucción irreparable. Impacto de larga duración. Requiere de respuesta en gran escala.	Traspasaría las fronteras regionales/ nacionales.	Paro operativo. Revisión de responsabilidades. Restauración importante. Sanciones
II	Lesiones graves a empleados. Impacto limitado en el público.	**SERIO**. De duración moderada. Destrucción parcial de comunidades y deterioro severo del medio ambiente. Requiere de recursos importantes para mitigación.	Se limita a la región.	Citación/Multa. Juicio por indemnización. Restauración menor.
III	Asistencia médica para el personal afectado. Sin impacto en el público.	**MODERADO.** De corta duración. Requiere de respuesta limitada y breve.	Traspasaría el límite de la compañía. Afecta a la comunidad local.	Advertencia.
IV	Impacto menor en el personal.	**MENOR.** Requiere sólo de una respuesta menor o ninguna.	Una transcendencia mínima o ninguna.	Requiere explicación, pero no tiene consecuencias legales.

Nivel de Riesgo

Como se indica en la siguiente Tabla, se utilizan cuatro clases de Consecuencia del Evento y cinco clases de Probabilidad de Ocurrencia de la Situación de Riesgo (P) para desarrollar los siguientes tres niveles de riesgo:

Matriz de riesgos que indica los niveles de riesgo alto (H), moderado (M) y bajo (L) en función de la probabilidad de ocurrencia de una situación de riesgo (P) y la consecuencia del evento.

Tabla 6.17. Probabilidad de Ocurrencia de una Situación de Riesgo (P).

Consecuencia	CATEGORÍA DE PROBABILIDAD				
	A	**B**	**C**	**D**	**E**
I	H	H	H	M	M
II	H	H	M	M	M
III	H	M	L	L	L
IV	M	L	L	L	L

- Alto (H) Eventos con una alta probabilidad de ocurrencia y alta consecuencia, y para los cuales se adoptarán medidas mitigantes para el diseño y construcción del sistema.
- Moderado (M) Eventos en el rango medio de probabilidad de ocurrencia y consecuencia, y para los cuales se adoptarán medidas mitigantes para disminuir el perfil del riesgo.

- Bajo (L) Eventos con una baja probabilidad de ocurrencia y consecuencia, para los cuales no son necesarias acciones en este momento.

Descripción de posibles eventos

Se consideran los eventos como obras-eventos cuando se considera que el mismo evento tendrá un impacto en las obras del Proyecto (el ducto e instalaciones asociadas).

Este análisis de riesgo desarrolló un total de 12 posibles eventos, en base a 6 posibles eventos extra operacionales y 6 posibles eventos operacionales. Un evento especifico (ejemplo: incendio cerca del sistema de gas), toma en cuenta el gasoducto existente en el derecho de vía. Se indican en la siguiente Tabla los eventos seleccionados.

Tabla 6.18. Eventos posibles seleccionados.

Eventos extra Operacionales	*Eventos Operacionales*
Lluvia torrencial	Defectos de diseño y construcción
Sismo de alta intensidad	Corrosión
Aluviones	Falla producto de error humano
Fallas geomecánicas	Daños por terceros
Crecida centenaria	Falta de mantenimiento/Inspección visual
Incendio cerca del sistema de gas	Falla de materiales

Eventos Extra Operacionales.

Un evento meteorológico, hidrológico, sísmico o geotécnico que se produce en forma independiente de la existencia de las operaciones en el área, como serían:

- Una lluvia torrencial local.
- Un sismo de máxima intensidad.
- Aluviones.
- Fallas geomecánicas.
- Crecida centenaria.
- Incendio cerca del gasoducto.

Eventos Operacionales.

Un evento que se produce como consecuencia directa de la operación del sistema, como los siguientes:

- Deficiencias de diseño y construcción/fallas de materiales.
- Corrosión.
- Falla operativa producto de error humano.
- Daños por terceros.
- Deficiencias causadas por falta de mantenimiento e inspección visual.

Se describe adicionalmente a cada uno de estos posibles eventos:

Eventos Extra Operacionales

- ***Lluvia Torrencial Local***- Este evento podría producirse en el lugar del proyecto con una frecuencia de una vez cada cincuenta años. De producirse se estima daños menores al derecho de vía ya que éste se encuentra por encima del nivel de los terrenos aledaños y adicionalmente la tubería estará a 1.2 m de profundidad.
- Sismo de máxima intensidad- Un terremoto local, siendo su epicentro dentro de un radio de 500 km y su magnitud superior a 6.5 en la Escala de Richter, el cual produce aceleraciones superficiales de más de 0.2 g. (g = aceleración de la gravedad: 9.8 m/s^2). Aunque este evento es factible, está demostrado que intensidades como la estimada no daña ductos de acero, la flexibilidad de éste absorbe las ondulaciones que se den en el terreno y la tubería de polietileno tiene propiedades de flexibilidad aún mayores a la del acero.

  El último sismo en la región se presentó el 10 de abril de 2016 con una intensidad de 2.9 en la escala de Richter y epicentro a 19 kilómetros de Motul, entre Dzemul y Dzidzantún (a 256 km del área del proyecto en dirección Oeste). No son comunes los sismos en esta región del país. El estado de Yucatán destaca por ser una zona asísmica, debido a su planicie y porque se ubica en la parte estática de la zona que divide una falla.

- ***Aluviones***- Esta situación incluye el deslizamiento y flujo de sedimentos finos por quebradas o taludes como consecuencia de lluvias fuertes o deshielos. Este evento puede provocar aumentos importantes y repentinos en el flujo de ríos y quebradas. Los aluviones también pueden causar bloqueos de los cursos de agua en algunos sectores. Estos bloqueos podrán ser inestables, lo que puede producir deslizamientos adicionales de lodo y piedras en la medida que se rompan. Los aluviones son un riesgo importante en los gasoductos, pero éstos son factibles en laderas, declives, desniveles, etc., cercanos o aledaños a la tubería. En el área del proyecto la posibilidad de este evento es mínima, ya que no existen declives o laderas en su trazo.
- ***Fallas Geomecánicas***- Este tipo de evento comprende las fallas geomecánicas que pudieran afectar las cimentaciones de obras como túneles, edificios y represas, o pudieran crear taludes de cerros inestables. El territorio del estado de Yucatán, geológicamente está constituido por rocas calcáreas principalmente. Aunado a condiciones hidrogeológicas e hidroquímicas, prevalece el desarrollo de procesos kársticos.

  Este tipo de riesgo es factible en el área del proyecto, sin embargo, un análisis de flexibilidad sobre tubería de acero puede sin ningún problema sufrir deformaciones por falta de apoyo en secciones de hasta más de 40 metros sin que se comprometa la integridad del gasoducto. Pero es un riesgo potencial que se debe considerar.

- ***Crecida Centenaria***- Este evento podrá producirse en la temporada de lluvia a intervalos de cien años, y tiene una magnitud de flujo según el área de la cuenca del río. Puede ser

un evento probable, pero de escasa generación de riesgo. En la zona del proyecto no hay presencia de ríos.

- ***Incendio Cerca del Gasoducto*** - Este evento considera la ocurrencia de un incendio grave y difícil de controlar (en cuanto a magnitud y duración) que pudiera producirse en una instalación cercana al gasoducto y pudiera provocar daños debido a la alta temperatura del mismo.
  La zona del proyecto cuenta con selva baja caducifolia y dada su humedad, no son frecuentes eventos de incendio en ésta. Sin embargo, es un riesgo posible que habrá de considerar.

Eventos Operacionales

Se analizaron los siguientes eventos relacionados con la operación del sistema:

- ***Deficiencias del Proyecto (fallas en el diseño, en la construcción o en los materiales):*** Este tipo de evento se produce debido a posibles deficiencias en cualquier parte del sistema, medidas según los niveles normales de calidad que se consideran aceptables para ese componente particular del sistema. En general, los errores de diseño o construcción y fallas de materiales no se percatan hasta que el flujo de gas llegue más allá de las condiciones de diseño mínimas o máximas.
- ***Corrosión-*** Este evento refleja la posible filtración del ducto de acero que puede ser producto de la corrosión electro-química. Eventos de fuga ocasionados por este proceso generalmente repercuten en fugas que son detectables con oportunidad y solucionadas.
- ***Defectos Operacionales causados por Error Humano***- Estos eventos son producto de error operacional y humano, por ejemplo, por la incorrecta operación de las válvulas del sistema.
- ***Daños por terceros-***Este tipo de evento contempla los riesgos que involucran el ducto como consecuencia de daños intencionales y accidentales provocados por terceros, como actos terroristas y sabotaje o excavaciones efectuadas por particulares o compañías de servicios. Existen muchos ejemplos de este posible evento, desde el trascabo que llega a realizar alguna obra, tendido de otros servicios, como fibra óptica, obras de transporte de agua, etc.
- ***Deficiencias causadas por Falta de Mantenimiento-***Este evento considera las fallas del sistema que pudieran evitarse mediante la detección anticipada de acuerdo al mantenimiento regular o inspección visual.

Resultados de la evaluación

Para cada uno de los eventos mencionados de la tabla anterior, se define la siguiente Tabla, que muestra la Probabilidad de Ocurrencia del Evento Independiente (H) en una escala de 0 a 100.

Tabla 6.19. Probabilidad de ocurrencia del evento independiente (H) en base a la información disponible y la experiencia. Escala = 1 a 100.

Eventos seleccionados	
Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	45.0
Sismo de alta intensidad	10.0
Aluviones	1.0
Fallas geomecánicas	1.0
Crecida centenaria	25.0
Incendio cerca del sistema de gas	20.0
Eventos Operacionales	
Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	10.0
Corrosión	10.0
Falla producto de error humano	75.0
Daños por terceros	50.0
Falta de mantenimiento/Inspección visual	75.0

Se indica en la siguiente tabla, en una escala de 1 a 5, el Factor de Vulnerabilidad (F) de cada ocurrencia en base a la experiencia de la ingeniería.

Tabla 6.20.- Factor de vulnerabilidad (V) en una escala de 1 a 5.

Eventos seleccionados	
Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	1.0
Sismo de alta intensidad	2.0
Aluviones	1.0
Fallas geomecánicas	1.0
Crecida centenaria	1.5
Incendio cerca del sistema de gas	1.0
Eventos Operacionales	
Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	2.0
Corrosión	4.0
Falla producto de error humano	2.0
Daños por terceros	5.0
Falta de mantenimiento/Inspección visual	4.0

En la siguiente tabla se presenta la Probabilidad de Ocurrencia de una Situación de Riesgo (P), calculada porcentualmente. Cabe notar que este valor está basado en resultados de la figura 4, multiplicados por 0,68 veces el exponencial de los valores proporcionados en la figura 5.

Tabla 6.21.- Probabilidad cuantitativa de ocurrencia de una situación de riesgo (P) en términos porcentuales.

Eventos seleccionados	
Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	0.83
Sismo de alta intensidad	0.50
Aluviones	0.02
Fallas geomecánicas	0.02
Crecida centenaria	0.76
Incendio cerca del sistema de gas	0.36
Eventos Operacionales	
Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	0.50
Corrosión	3.7
Falla producto de error humano	3.7
Daños por terceros	50
Falta de mantenimiento/Inspección visual	27.8

La siguiente Tabla entrega estos mismos resultados, pero en términos cualitativos. Refiérase a la tabla anterior para los valores cuantitativos, y tabla 6.8 para la definición de categorías. (A=Importante, B=Significativo. C=Moderado D=Bajo, E=Insignificante).

Tabla 6.22.- Probabilidad cualitativa de ocurrencia de una situación de riesgo (P).

Eventos seleccionados	
Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	D
Sismo de alta intensidad	D
Aluviones	E
Fallas geomecánicas	E
Crecida centenaria	D
Incendio cerca del sistema de gas	D
Eventos Operacionales	
Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	D
Corrosión	C
Falla producto de error humano	C
Daños por terceros	A
Falta de mantenimiento/Inspección visual	A

Se categoriza la Consecuencia del Evento, estimada para cada situación de riesgo, en la siguiente Tabla. Refiérase a la tabla 6.9 para la definición de cada nivel. (I=severo, IV=menor).

Tabla 6.23.- La consecuencia del evento para cada par de eventos.

Eventos seleccionados	
Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	IV
Sismo de alta intensidad	III
Aluviones	II
Fallas geomecánicas	II
Crecida centenaria	III
Incendio cerca del sistema de gas	II
Eventos Operacionales	
Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	II
Corrosión	I
Falla producto de error humano	I
Daños por terceros	I
Falta de mantenimiento/Inspección visual	I

En la siguiente Tabla se presenta los resultados del análisis en términos de consecuencia, probabilidad y riesgo.

Recordando la figura 3 Matriz de riesgos en donde:

- Alto (H) Eventos con una alta probabilidad de ocurrencia y alta consecuencia, y para los cuales se adoptarán medidas mitigantes para el diseño y construcción del sistema.
- Moderado (M) Eventos en el rango medio de probabilidad de ocurrencia y consecuencia, y para los cuales se adoptarán medidas mitigantes para disminuir el perfil del riesgo.
- Bajo (L) Eventos con una baja hasta moderada probabilidad de ocurrencia y consecuencia, para los cuales no son necesarias acciones en este momento.

Tabla 6.24.- Los resultados del análisis y el riesgo de cada evento.

Eventos seleccionados			
Eventos	**Consecuencia**	**Probabilidad**	**Riesgos**
		Eventos extra Operacionales	
Lluvia torrencial	IV	D	L
Sismo de alta intensidad	III	D	L
Aluviones	II	E	M
Fallas geomecánicas	II	E	M
Crecida centenaria	III	D	L
Incendio cerca del sistema de gas	II	D	M
		Eventos Operacionales	

Defectos de diseño y construcción/Falla de materiales	II	D	M
Corrosión	I	C	H
Falla producto de error humano	I	C	H
Daños por terceros	I	A	H
Falta de mantenimiento/Inspección visual	I	A	H

Usando los resultados según la Figura 10, la distribución resultante es la siguiente:

- Eventos de Alto Riesgo = 4
- Eventos de Riesgo Moderado = 4
- Eventos de Bajo Riesgo = 3

Resumen:

Los riesgos probables en una red de gasoductos están centrados principalmente a eventos operacionales. Destacando como el más alto en probabilidad de ocurrencia y consecuencia, los posibles daños por terceros.

Las condiciones operativas y sus riesgos implícitos son abordados desde la concepción del proyecto y autoridades reguladoras como la CRE y la ASEA, vigilan el establecimiento y la ejecución de medidas preventivas y de mitigación, para los impactos ambientales y su riesgo.

El cumplimiento de los procedimientos de operación y mantenimiento es la forma más categórica de evitar y reducir a su mínima expresión el riesgo.

La industria del transporte de hidrocarburos por ducto tiene más de 100 años y actualmente es el medio de mayor utilización, no solo por su economía, sino por representar la forma más segura de manejar sustancias que representan un riesgo por su naturaleza.

Análisis HAZOP

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

El carácter sistemático del análisis, se realiza con un examen basado en la aplicación sucesiva de una serie de palabras guía, “nodos”, que tienen por objeto proporcionar una estructura de razonamiento, capaz de facilitar la identificación de desviaciones ocasionadas por múltiples causas, para determinar la flexibilidad de las respuestas a afectaciones por errores humanos, fallas de materiales, causas externas a la red, etc. De la misma forma se efectúa el análisis para la parte operativa del proceso comprendiendo el control, el mantenimiento, la supervisión. Cada vez que una desviación razonable es identificada, se analizan sus causas, consecuencias y posibles acciones correctivas, plasmándose en un registro ordenado de los datos y resultados.

La mecánica propia del HAZOP es el determinar una variable del proceso, por ejemplo "flujo" y analizar el nodo bajo consideración. Entonces una serie de palabras guía son combinadas con la variable "flujo" para crear desviaciones. Por ejemplo, la palabra guía "Desviación" es combinada con la variable "flujo" para dar la desviación "No flujo", iniciando con la búsqueda de la causa que puede resultar en la peor consecuencia posible. Cada causa es registrada con su listado de consecuencias, derivándose de esto protecciones, controles o recomendaciones apropiadas a cada escenario. El proceso es repetido para la siguiente desviación hasta completar el nodo bajo estudio.

El HAZOP se concentra en la identificación de riesgos en la red de transporte de **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, así como en las posibles afectaciones externas.

La metodología aplicada se resume como sigue:

- División de la red en áreas.
- Descripción de la intención de diseño (operación normal, límites y condiciones de seguridad según diseño) de las diferentes secciones definidas.
- Postulación, a través de palabras guía, de desviaciones de la intención de diseño de cada tramo y sus componentes.
- Determinación de las causas y consecuencias posibles de las desviaciones postuladas.
- Determinación de las desviaciones significativas (aquellas cuyas consecuencias implican riesgos importantes y cuyas causas son creíbles, haciéndolas posibles).
- Evaluación de las defensas existentes contra tales desviaciones (Prevención de las causas de las desviaciones, mitigación de sus consecuencias).
- Proposición de mejoras de diseño, procedimientos, programas y capacitación del personal, para la prevención de las desviaciones y la mitigación de sus consecuencias.

El aplicar de forma precisa una metodología a un sistema de transporte de gas, puede llevar a alcanzar resultados que se alejen de una realidad práctica que beneficie el proyecto. El presente ejercicio se basó en utilizar la experiencia de personal involucrado en el diseño, la construcción y la operación de sistemas similares de transporte y distribución de gas.

No se realizó una evaluación del diseño de la instalación ya que el proceso de generación de éste, cubrió varios pasos de revision y aprobación por parte de personal especialista, que lleva a calificarlo como confiable y observante de la normatividad.

El primer paso con el equipo participante de la realización de la metodología, fue la identificación de los elementos sujetos a riesgo que aplica a todo sistema que transporte gas. De este análisis se deribaron los nodos considerados en el proceso.

Tabla 6.25. Nodos considerados en el estudio HAZOP

NODO	TIPO
1. Conexión a gasoducto principal	Injerto en tubería
2. Aislamiento de conexión a gasoducto principal	Válvula de bloqueo

3. Tuberías de acero al carbon operando a 7 kg/cm2	Ducto subterráneo
4. Válvulas de seccionamiento	Válvulas de bloqueo
5. Estaciones de regulación	Complemento de control
6. Elementos de transición de acero a polietileno	Conexiones especiales
7. Registros de estaciones de regulación	Ducto subterráneoo
8. Registros de válvulas de seccionamiento	Válvulas de bloqueo
9. Cruce de carreteras	Obra especial
10. Cruce de flujos hídricos	Obra especial
11. Estaciones de regulación y medición a clientes	Complemento de control

Dado que el proyecto es un sistema que aloja tuberías de varios diámetros y que opera a presiones diferentes, la evaluación de las consecuencias es un factor que depende directamente de estas variables. Las tuberías y los accesorios de 12, 8 y 6 pulgadas de acero al carbon, cuya presión máxima de operación es de 7 kg/cm^2, serán las instalaciones que mayores consecuencias pueden alcanzar, efectos que están claramente definidos en los resultados de las simulaciones realizadas en el estudio de riesgo.

Las tuberías de polietileno que operan a 4 kg/cm^2 máximo, tienen consecuencias menores en sus escenarios de riesgo.

Otra variable importante en el análisis es la alteración del riesgo por la posible interacción de otro peligro cercano, como podría ser una estación de gas LP, una estación de servicio de combustibles u otro riego pasivo, como un hospital, una escuela, etc.

El proyecto suma más de 190 km de extensión recorriendo vialidades de todo tipo e interactuando en puntos de densidad poblacional muy variados, lo que obliga a que el enfoque de la identificación de riesgo y la determinación de consecuencias se generalice, forzando a considerar que los radios de afectación estimados en las simulaciones de incendio y explosión, sean visualizados como áreas adyacentes a cada tubería en donde hay la posibilidad de ocurrencia de un incidente de riesgo.

Estos argumentos llevan a razonar que no es práctico el desarrollo de un proceso estricto de la metodología HAZOP, en esta fase de identificación y evaluación de riesgo.

El proceso se llevó a cabo especificando los elementos que están con mayores probabilidades de comprender un riesgo. La tubería enterrada tiene considerablemente menos sucesos de riesgo por su estatus de resguardo, las instalaciones y accesorios como estaciones de regulación y medición, válvulas de seccionamiento, estaciones de entrega a clientes, que están alojadas en registros subterráneos o a nivel de piso tendrán más posibilidades de afectación y por lo tanto de generación de riesgo.

Bajo estas premisas se definen los nodos y se aplica el análisis HAZOP de determinación de desviaciones, las causas más probables de ocurrencia, sus posibles consecuencias y se declaran salvaguardas y recomendaciones a aplicar, bajo el entendido de que éstas, son las medidas de prevención y mitigación del riesgo.

Las palabras guía utilizadas para el presente estudio son:

- Desviación, Consecuencia y Causa.

Las variables consideradas en el desarrollo del HAZOP son:

- Baja presión, Alta presión, Bajo flujo, Alto flujo, Rotura y Afectación

A manera de ejemplo se presenta la aplicación del proceso para el nodo 1:

NODO: 1. Conexión a gasoducto principal
Desv. 1

DESVIACION	VARIABL	PALABRA GUÍA	CAUSA	CONSECUENCIAS	Matriz de S	L	RR	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES
1. Baja Presión	Presión	Baja	1. Fuga en el cabezal principal del gasoducto principal	1. Disminución del flujo al sistema	4	1	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3. Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo
			2. Descontrol del regulador de presión en la cvity gate	2. Disminución del flujo al sistema	2	1	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3 Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo

NODO: 1. Conexión a gasoducto principal
Desv. 2

DESVIACION	VARIABL	PALABRA GUÍA	CAUSA	CONSECUENCIAS	Matriz de S	L	RR	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES
1. Alta Presión	Presión	Alto	1. Descontrol en la regulación del gasoducto principal	1. Rebasar los límites operativos	4	1	3	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Sistema de Comunicación Interna .6. Válvulas de Alivio en estaciones de regulación	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3. Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna.
			2. Reducción brusca de consumo aguas abajo	2. Disminución del flujo aguas abajo	2	1	3	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Sistema de Comunicación Interna 6. Válvulas de Alivio en estaciones de regulación	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3 Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna.

NODO: 1. Conexión a gasoducto principal
Desv. 3

DESVIACION	VARIABL	PALABRA GUÍA	CAUSA	CONSECUENCIAS	Matriz de S	L	RR	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES
1. Bajo flujo	Flujo	Bajo	1. Fuga en el cabezal principal del gasoducto principal	1. Disminución del flujo al sistema	4	1	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3. Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo
			2. Descontrol del regulador de presión en la city gate	2. Disminución del flujo al sistema	2	1	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3 Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo

NODO: 1. Conexión a gasoducto principal
Desv. 4

DESVIACION	VARIABL	PALABRA GUÍA	CAUSA	CONSECUENCIAS	Matriz de S	L	RR	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES
1. Alto flujo	Flujo	Alto	1. Fuga en el el gasoducto aguas abajo	1. Colapso del sistema	4	1	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta aguas abajo 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3. Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo
			2. Descontrol del regulador de presión en el gasoducto principal	2. Riesgo de venteos en válvulas de alivio	3	2	4	1. Manógrafo de Campo. 2. Manómetro de Campo. 3. Manual de Operación. 4. Procedimiento de emergencia operativa 5. Celajes de personal sobre la ruta 6. Sistema de Comunicación Interna.	1. Seguimiento a las Recomendaciones del procedimiento de emergencia oprativa 2. Seguimiento a Manuales de Operación. 3 Utilización activa del Sistema de Comunicación Interna. 4. Asegurar los recorridos del personal sobre el trazo

En el Anexo Hazop se presentan los HAZOP's desarrollados para los 11 nodos.

El resultado de éstos llevo a las siguientes cifras:

Tabla 6.26 Resultados del número de Elementos por Nodo

NODOS	NUMERO DE ELEMENTOS DEL ESTUDIO				
	DESVIACIACIONES	CAUSAS	CONSECUENCIAS	SALVAGUARDAS	RECOMENDACIONES
1. Conexión a gasoducto principal	4	8	8	48	30
2. Aislamiento de conexión a gasoducto principal	4	9	9	51	25
3. Tuberías de acero al carbon operando a 7 kg/cm2	4	8	10	46	36
4. Válvulas de seccionamiento	4	8	10	48	34
5. Estaciones de regulación	4	8	8	44	28
6. Elementos de transición de acero a polietileno	1	3	3	23	14
7. Registros de estaciones de regulación	1	2	2	12	9
8. Registros de válvulas de seccionamiento	1	2	2	13	8
9. Cruce de carreteras	1	1	2	14	8
10. Cruce de flujos hídricos	1	1	2	14	8
11. Estaciones de regulación y medición a clientes	5	10	10	48	37
Total	**30**	**60**	**66**	**361**	**237**

Se trataron 60 desviaciones en los 11 nodos analizados, determinando 60 causas probables de las desviaciones, logrando concebir 66 causas y 66 consecuencias, que llevaron a proponer 361 salvaguardas y 237 recomendaciones.

Tabla 6.27. Matriz de riesgos potenciales derivados del estudio HAZOP.

	Causa probable	Riesgo potencial	Palabra clave del HAZOP
Alto flujo	Fractura o escape	Fuga e incendio	Fractura y falla de regulación
Alta presión	Falla en la regulación de las estaciones	Fuga e incendio	Fractura y falla de regulación
Rotura	Por sobrepresión o fallas en conexiones o uniones de elementos	Fuga e incendio	Fractura, falla de material o procedimientos mal aplicados
Afectación	Transgresión a elementos del sistema	Fuga e incendio	Rotura o escape por falla en la integridad del sistema

Las causas de las desviaciones aquí planteadas son relativamente de fácil control mediante procedimientos de seguridad y prevención, programas de monitoreo y detección, pruebas periódicas, procedimientos operativos, capacitación y programas de calibración e inspección.

El análisis HAZOP desarrollado para la construcción de la red de transporte de gas de **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.** incluye los riesgos potenciales derivados de componentes de las estaciones como válvulas, reguladores, filtros, así como sus accesorios, sellos, bridas y empaques por tratarse de eventos cuya severidad ante las roturas y escapes de la tubería de la estación y sus componentes, representan una menor consecuencia y se da prioridad a una rotura

de mayor magnitud que al liberar una gran masa de gas podría fácilmente encontrar una fuente de ignición y conllevar al incendio y por lo tanto a consecuencias mayores.

Las causas de las desviaciones aquí planteadas son relativamente de fácil control mediante procedimientos de seguridad y prevención, programas de monitoreo y detección, pruebas periódicas, procedimientos operativos, capacitación y programas de calibración e inspección.

Resultados del análisis

La información obtenida durante el análisis de las diferentes desviaciones en la operación normal que pudieran esperarse en los nodos de la red de transporte, se han identificado y descrito para cada uno de ellos, contemplando límites, componentes que los integran, estado normal (régimen estacionario), parámetros de operación, límites de seguridad y valores de ajuste de los dispositivos de protección existentes para contrarrestar desviaciones de la operación normal.

Como resultado del HAZOP podemos identificar los siguientes riesgos básicos de la red:

- → La posibilidad de decisiones erróneas operativas, por falta de suficiente información de las variables a controlar en el sistema.
- → La posibilidad de roturas y escapes de gas con la consecuencia de incendio o explosiones.
- → La posibilidad de afectaciones en la integridad del sistema por intervenciones internas o externas a la operación de las estaciones.
- → La posibilidad de roturas o escapes por procedimientos deficientes o mal aplicados en los programas de mantenimiento preventivo y correctivo.
- → La posibilidad de afectaciones por deficiencia o escasa seguridad física de las instalaciones, como vandalismo.
- → La posibilidad de disminuir o suspender el servicio a los asociados de **Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.**, por bloqueo o disminución de la presión y/o flujo del sistema.

Tabla 6.28. Matriz de ponderación del riesgo.

Riesgo	Descripción de las principales causas de riesgo	Clasificación
Roturas y escapes	• Sobre presión del sistema • Falla de dispositivos de regulación • Corrosión en tuberías de acero • Mantenimiento deficiente • Falla de dispositivos de alivio • Instrumentación deficiente • Falla de instrumentación • Decisiones erróneas por falta de información • Fallas por errores operativos • Fallas en intervenciones de mantenimiento • Fallas en materiales	Nivel 4 y 3
Afectaciones al servicio	• Fallas en la regulación del sistema • Falla de suministro de gas	Nivel 2 y 1

	• Fallas en las instalaciones corriente abajo • Intervenciones mayores a las estaciones City Gates	
Seguridad e integridad física	• Daños accidentales provocados por terceros • Falta de integridad física de las instalaciones (vandalismo) • Pobre atención a contingencias. • Deficiente capacitación y adiestramiento para la atención de contingencias. • Deficiente equipamiento para atención a contingencias • Sismos	Nivel 4 y 3

V.5.2. Interacciones de riesgo

Son muchos los sitios de posible riesgo detectados a lo largo del trazo de las tuberías mayores del gasoducto, por lo extenso de la tubería en sus ramales principales, como son las de 12", 10", 6" de ∅ de A.C., y las de 8", 6", 4", 3" y 2" de ∅ de PEAD, por lo que se seleccionaron un par de sitios de importancia para ilustrar los radios de afectación de cada diámetro de estas tuberías, por el riesgo que representan, considerando que las medidas preventivas se deben aplicar a todos los puntos de riesgo mayor, que son los ubicados con respecto a las V.S. y E.R. que se encuentran cerca de algún punto de riesgo activo en primer término, y pasivo en segundo término. Sin embargo, las imágenes generales de los radios de riesgo a lo largo de todas estas tuberías mayores de las dos secciones consideradas, la de la zona hotelera de Cancún y la de la carretera Cancún-Playa del Carmen, incluyendo la zona urbana-hotelera de esta población, dan una imagen de las áreas y puntos a cuidar.

Los detalles de estas áreas se pueden consultar en los planos de detalle, o en el plano digital de los radios de riesgo, en el anexo VIII.5.

Se presentan las interacciones de riesgo de escenarios que contienen las tuberías mayores, con dos sitios de riesgo para cada escenario.

ESCENARIO 1, <u>sitio 1</u> en las coordenadas 20°37'47.92"N y 87°04'55.81"O, Tubería del gasoducto de 12 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 12" de ∅ de *Acero al Carbón* operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 135.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 91.5 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 68.7 m (amarillo).

Escenario 1, *ondas de radiación*, tubería de 12" de ∅de AC

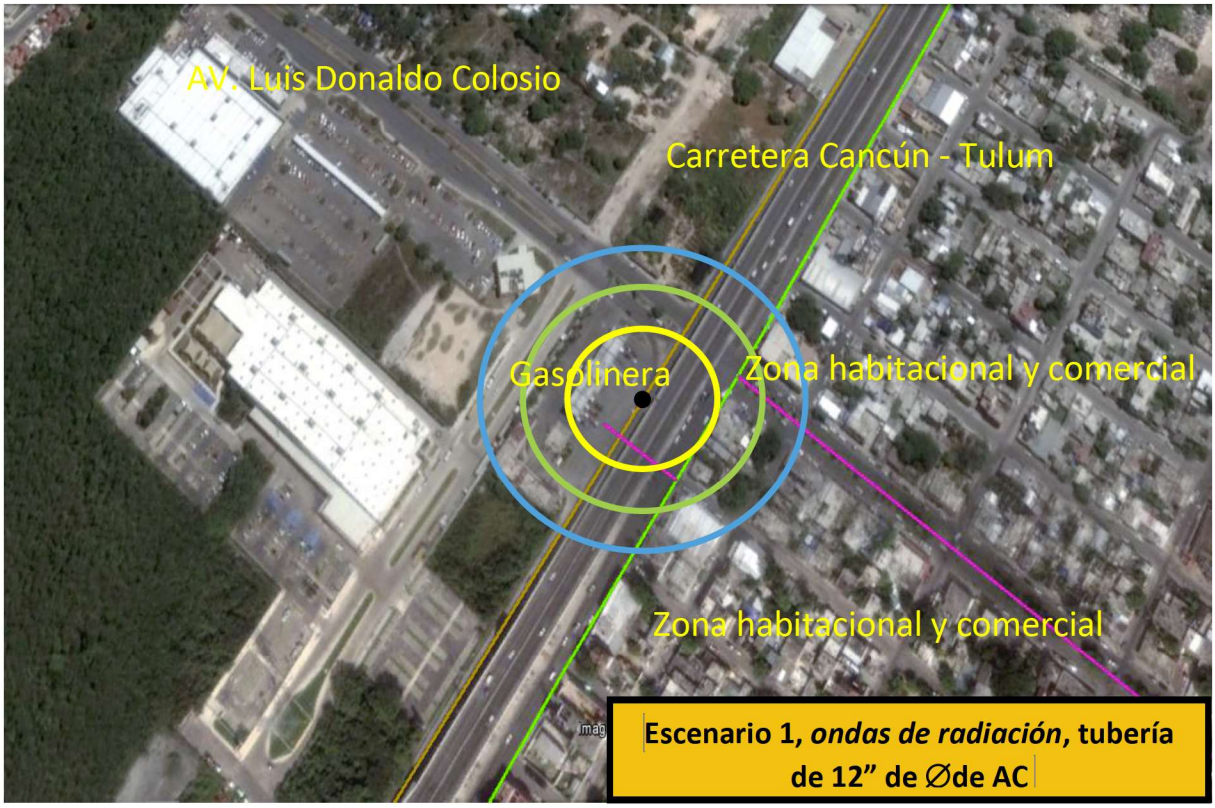
La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 12" de ∅ de *Acero al Carbón*, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 135.4 m (amarillo), la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 79.7 m (naranja), y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 34.9 m (rojo).

Escenario 1, *ondas de sobrepresión*, tubería de 12" de ∅de AC

Con estas simulaciones en el *escenario 1, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 20°37'47.92"N y 87°04'55.81"O, es por la afectación a la misma tubería de 12" de ∅, que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay asentamientos humanos y una subestación de CFE.

ESCENARIO 1, sitio 2 en las coordenadas 20°38'52.67"N y 87°04'06.00"O, Tubería del gasoducto de 12 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 12" de ∅ de *Acero al Carbón* operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 135.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 91.5 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 68.7 m (amarillo).



Escenario 1, *ondas de radiación*, tubería de 12" de ∅de AC

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 12" de ∅ de *Acero al Carbón*, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 135.4 m (amarillo), la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 79.7 m (naranja), y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 34.9 m (rojo).

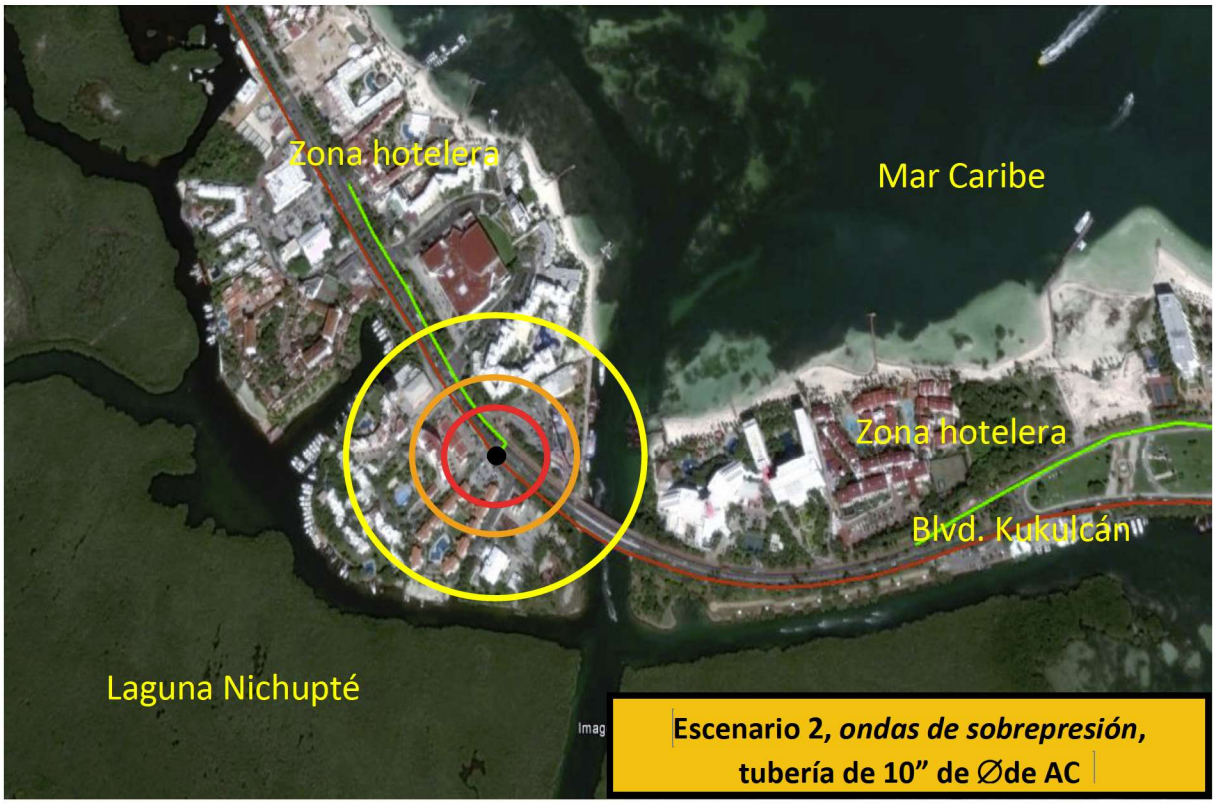
Con estas simulaciones en el *escenario 1, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 20°38'52.67"N y 87°04'06.00"O, que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay asentamientos humanos y una gasolinera.

ESCENARIO 2, <u>sitio 1</u> 21°08'38.09"N y 86°47'21.22"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 10 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 10" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 114.1 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 76.8 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 57.8 m (amarillo).

Escenario 2, *ondas de radiación*, tubería de 10" de ∅de AC

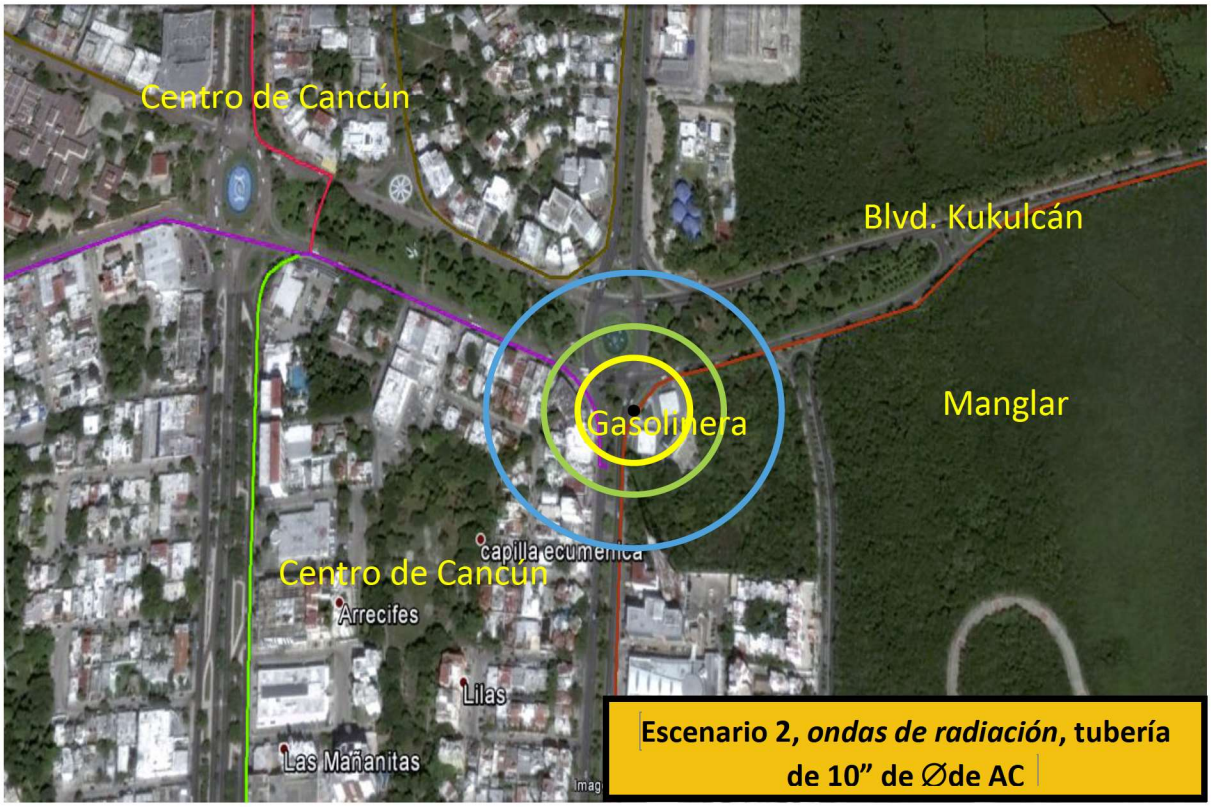
La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 10" de ∅ de *Acero al Carbón* en una Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 119.9 m (amarillo), la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 70.5 m (naranja), y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 30.9 m (rojo).



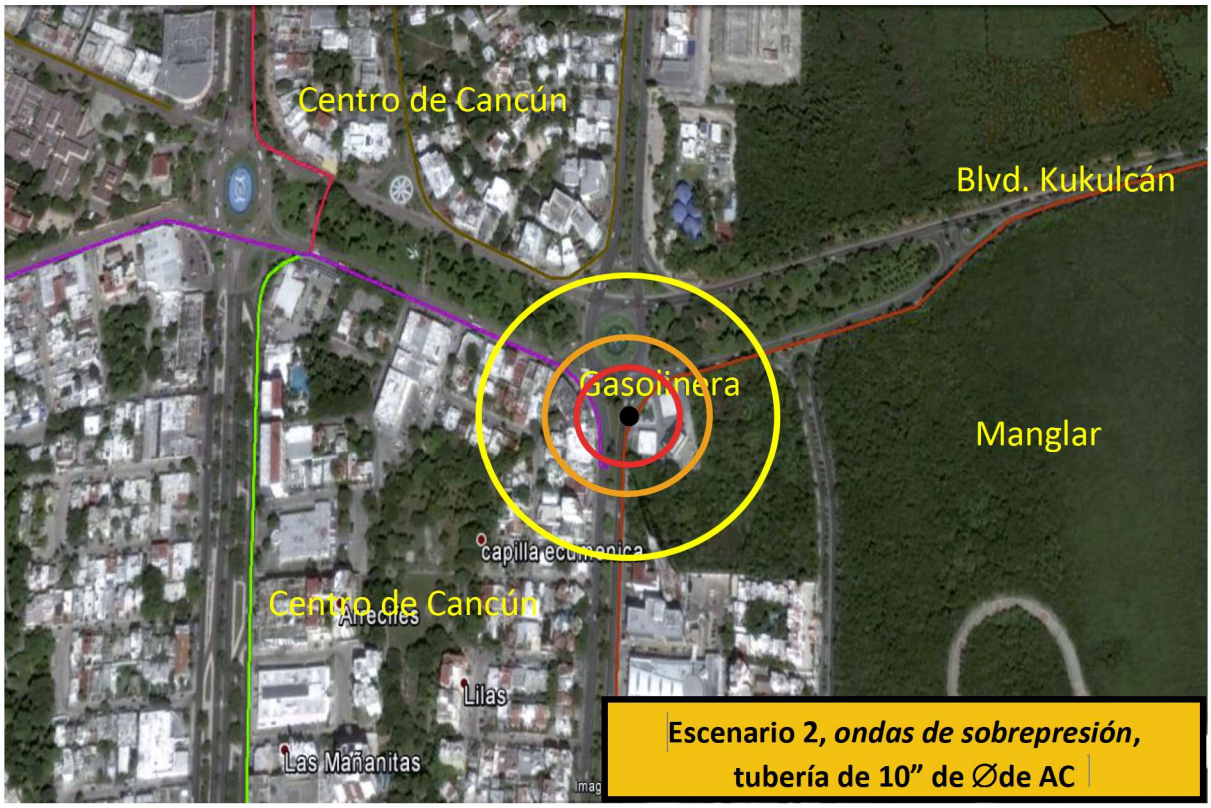
Con estas simulaciones en el *escenario 2, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100%, en las coordenadas 21°08'38.09"N y 86°47'21.22"O, es por la afectación a la V.S., que representan un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay asentamientos humanos.

ESCENARIO 2, <u>sitio 2</u> 21°09'18.65"N y 86°49'16.06"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 10 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 10" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 114.1 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 76.8 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 57.8 m (amarillo).



La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 10" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 119.9 m (amarillo), la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 70.5 m (naranja), y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 30.9 m (rojo).

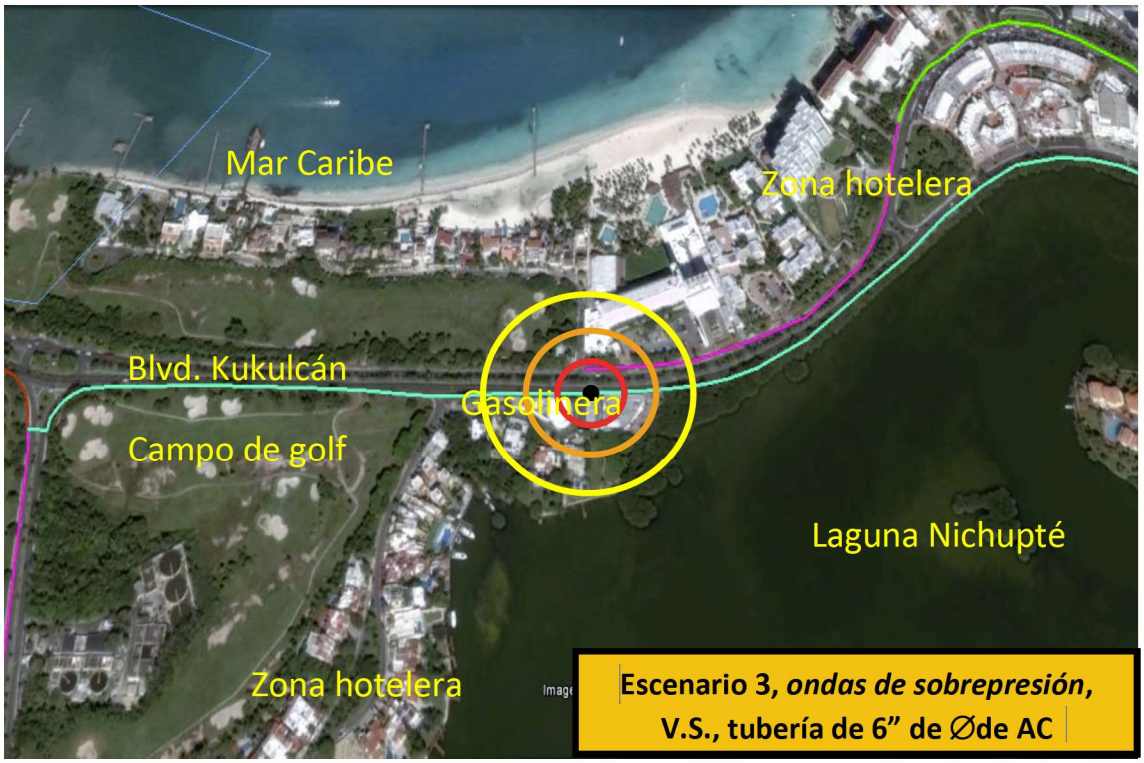


Con estas simulaciones en el *escenario 2, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°09'18.65"N y 86°49'16.06"O, es por la afectación a la misma V.S., que representan un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay asentamientos humanos y una gasolinera.

ESCENARIO 3, <u>sitio 1</u> 21°08'04.77"N y 86°45'19.86"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 69.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 47.1 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 35.5 m (amarillo).

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 85.1 m (amarillo), la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 50.1 m (naranja), y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 21.9 m (rojo).



Escenario 3, *ondas de sobrepresión*, V.S., tubería de 6" de Ø de AC

Con estas simulaciones en el *escenario 3, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°08'04.77"N y 86°45'19.86"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay predios con asentamientos turísticos, comerciales y una gasolinera.

ESCENARIO 3, sitio 2 21°05'09.20"N y 86°46'26.28"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de A.C.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 69.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 47.1 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 35.5 m (amarillo).

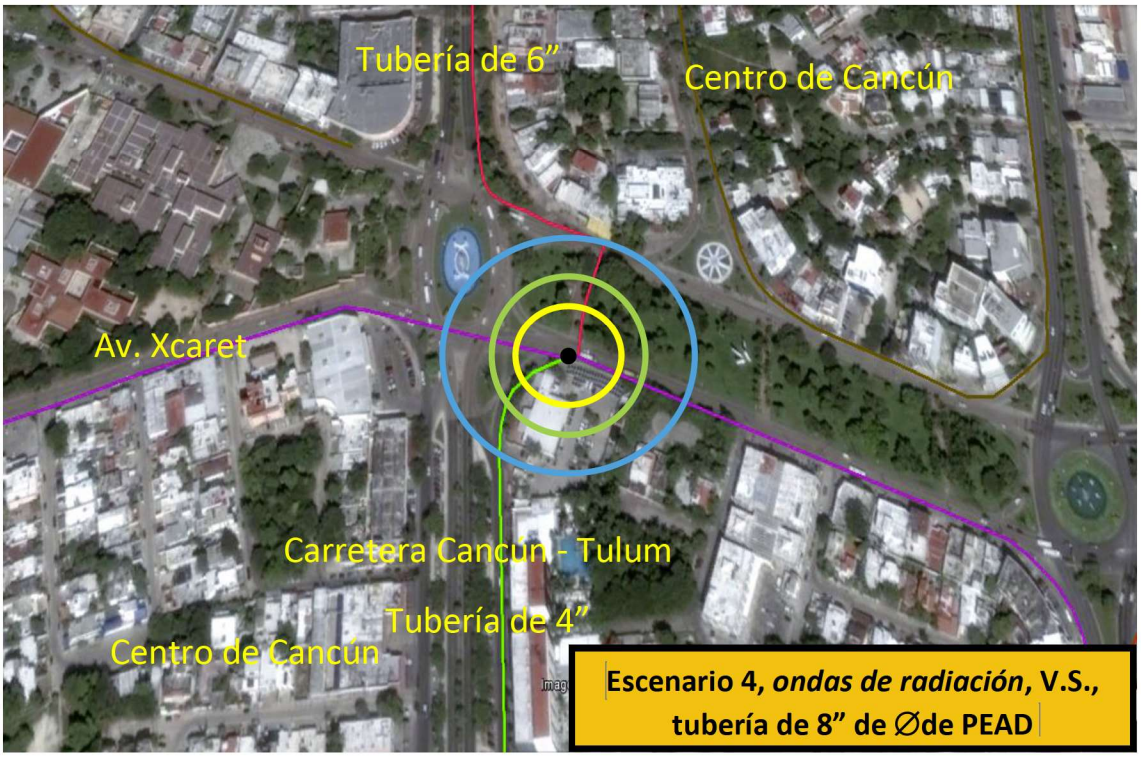
Escenario 3, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 6" de ∅de AC

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *Acero al Carbón y* de la Válvula de Seccionamiento radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 85.1 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 50.1 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 21.9 m.

Con estas simulaciones en el *escenario 3, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°05'09.20"N y 86°46'26.28"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay predios con asentamientos turísticos, comerciales y una gasolinera.

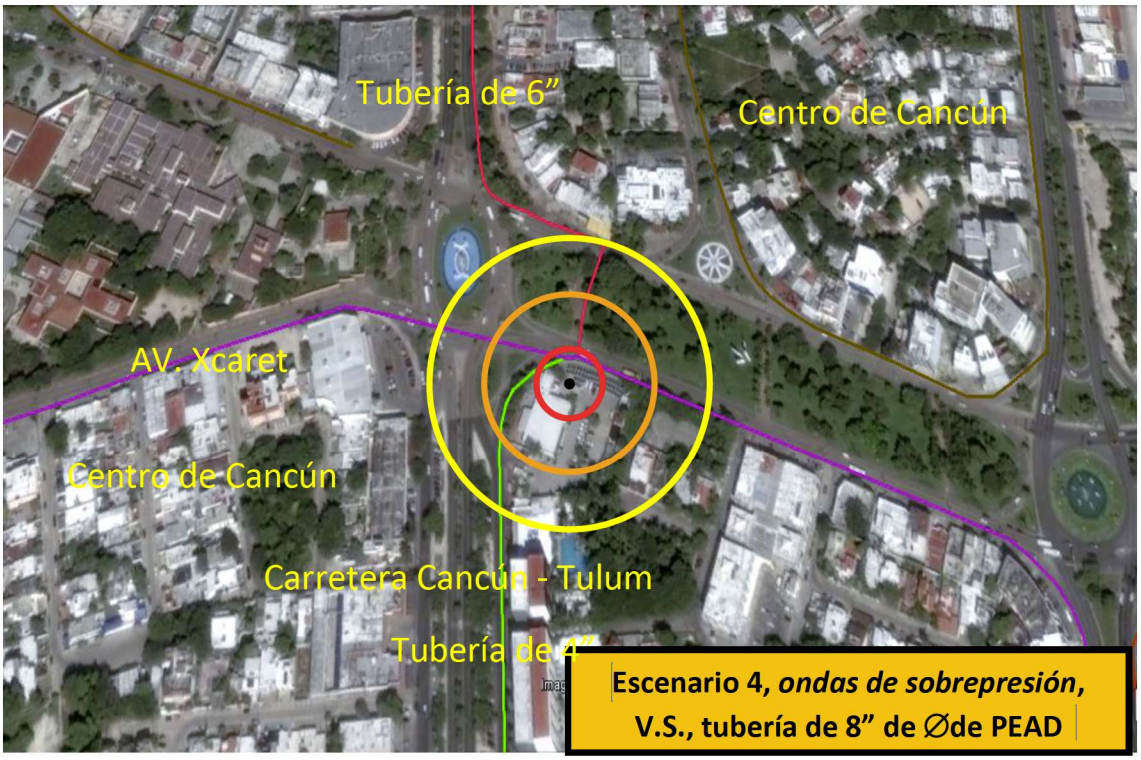
ESCENARIO 4, <u>Sitio 1</u> 21°09'22.96"N y 86°49'28.47"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 8 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 8" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 69.1 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 45.4 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 33.0 m (amarillo).



Escenario 4, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 8" de ∅de PEAD

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 8" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 85.7 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 50.4 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 22.1 m.



Escenario 4, *ondas de sobrepresión*, V.S., tubería de 8” de Ø de PEAD

Con estas simulaciones en el *escenario 4, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°09'22.96"N y 86°49'28.47"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Pasivo, ya que el entorno hay predios con asentamientos humanos.

ESCENARIO 4, <u>Sitio 2</u> 20°37'39.80"N y 87°05'01.96"O , Tubería y/o válvula del gasoducto de 8 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 8" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 69.1 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 45.4 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 33.0 m (amarillo).

Escenario 4, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 8" de ∅de PEAD

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 8" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 85.7 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 50.4 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 22.1 m.

Con estas simulaciones en el *escenario 4, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 20°37'39.80"N y 87°05'01.96"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Pasivo, ya que el entorno hay predios con asentamientos humanos, de tipo habitacional y comercial.

ESCENARIO 5, <u>Sitio 1</u> 21°05'08.91"N y 86°46'25.63"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 52.5 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 34.5 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 25.1 m (amarillo).

Escenario 5, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 6" de ∅de PEAD

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 70.6 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 41.5 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 18.2 m.

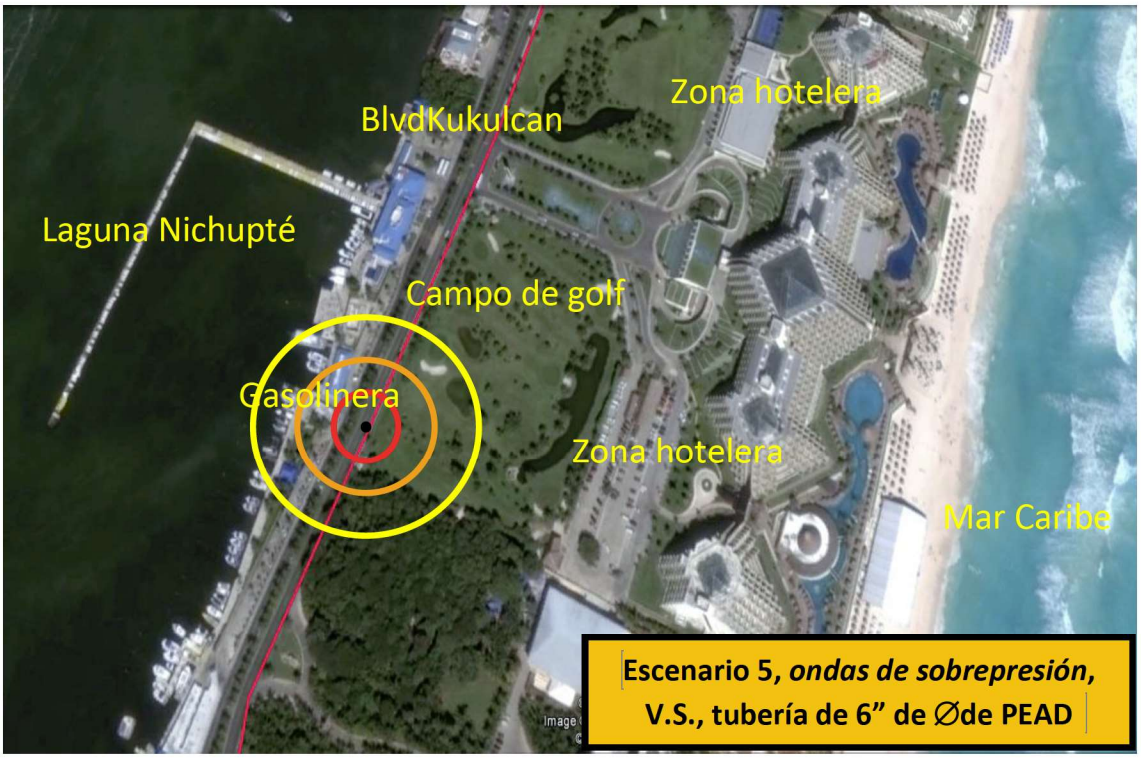
Con estas simulaciones en el *escenario 5, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°05'08.91"N y 86°46'25.63"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay algunos asentamientos turísticos y una gasolinera.

ESCENARIO 5, <u>Sitio 2</u> 21°04'58.37"N y 86°46'29.86"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 6 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 52.5 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 34.5 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 25.1 m (amarillo).

Escenario 5, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 6" de ∅de PEAD

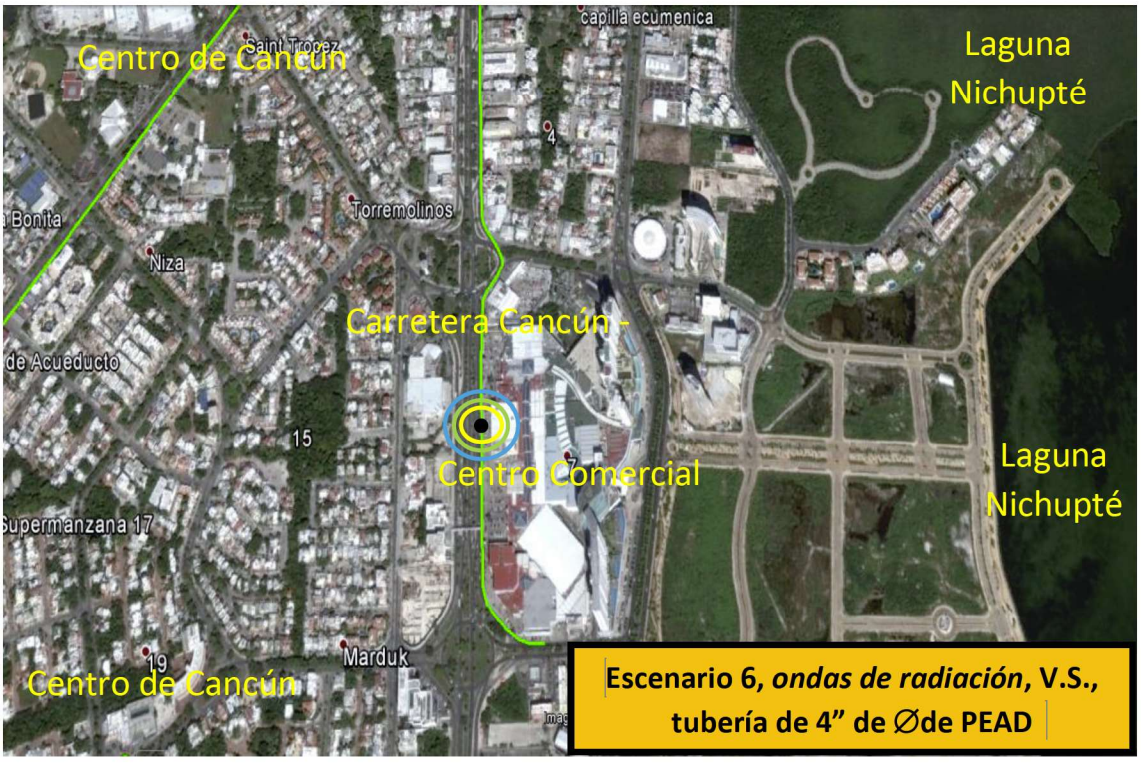
La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 6" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 70.6 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 41.5 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 18.2 m.



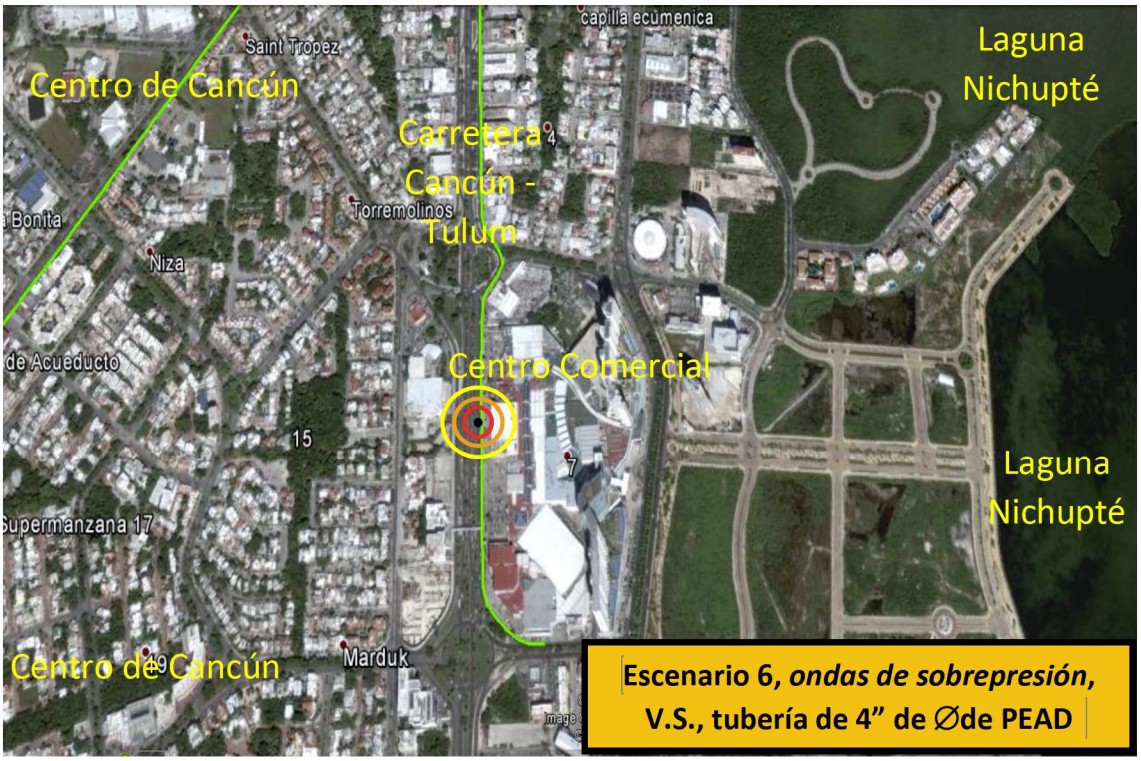
Con estas simulaciones en el *escenario 5, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°04'58.37"N y 86°46'29.86"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Alto, ya que en el entorno hay algunos asentamientos comerciales y una gasolinera que da servicio solamente a embarcaciones turísticas.

ESCENARIO 6, <u>Sitio 1</u> 21°08'49.96"N y 86°49'27.60"O¸ Tubería y/o válvula del gasoducto de 4 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 4" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 35.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 23.7 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 17.3 m (amarillo).



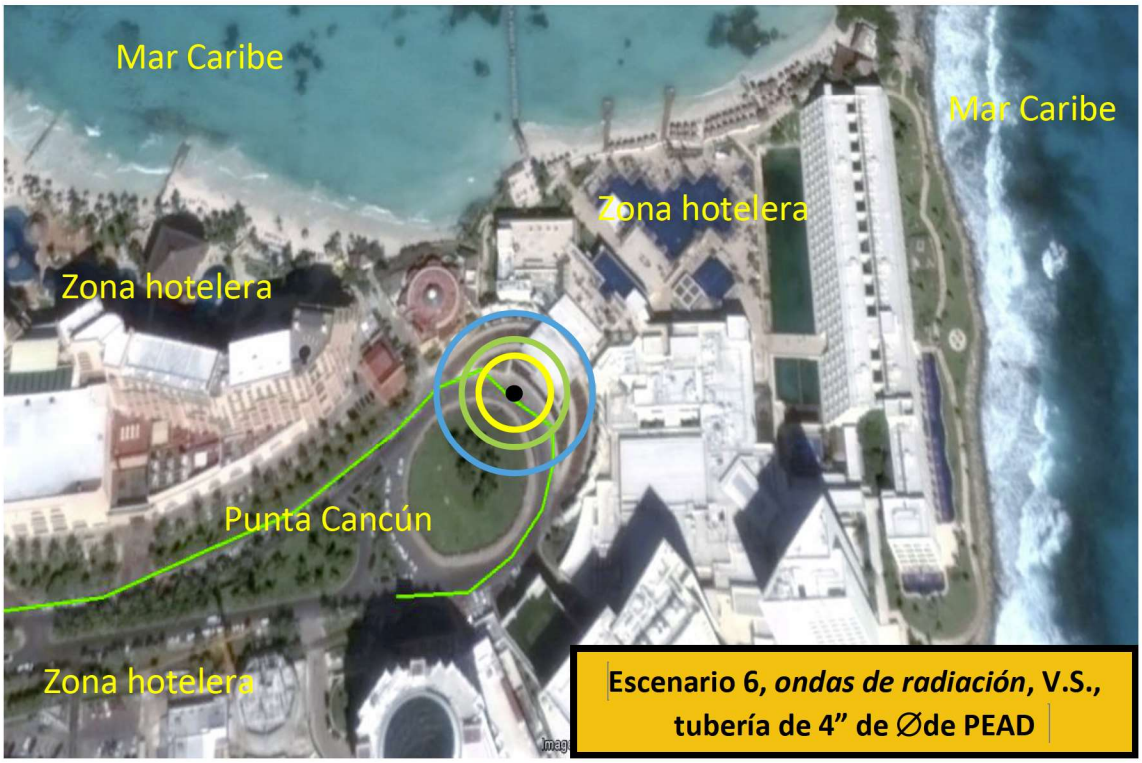
La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 4" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 54.0 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 31.8 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 13.9 m.



Con estas simulaciones en el *escenario 6, sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería de 4" del gasoducto, en las coordenadas 21°08'49.96"N y 86°49'27.60"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Pasivo, ya que en el entorno hay algunos asentamientos habitacionales y comerciales.

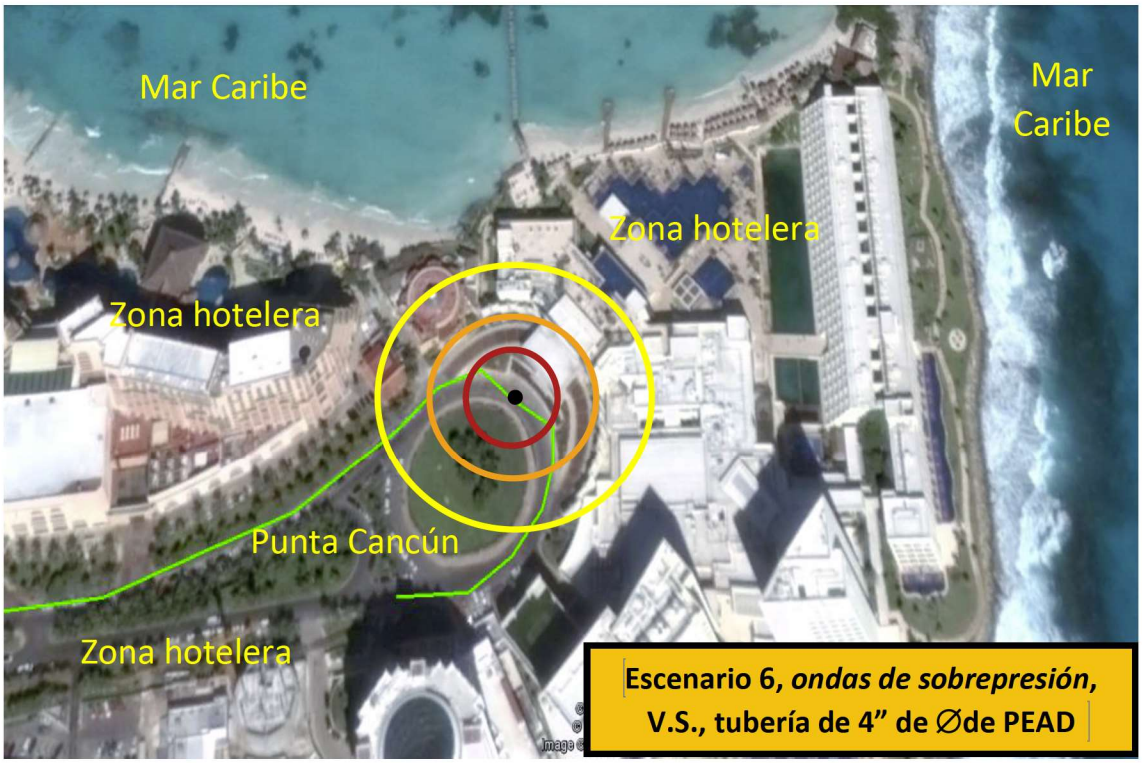
ESCENARIO 6, <u>Sitio 2</u> 21°08'49.96"N y 86°49'27.60"O_, Tubería y/o válvula del gasoducto de 4 pulgadas de ∅ de PEAD.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 4" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento operando a 4 Kg/cm^2 de presión (392.3 kPa) radica principalmente por las ***ondas de radiación*** de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 35.9 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 23.7 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 17.3 m (amarillo).



Escenario 6, *ondas de radiación*, V.S., tubería de 4" de ∅de PEAD

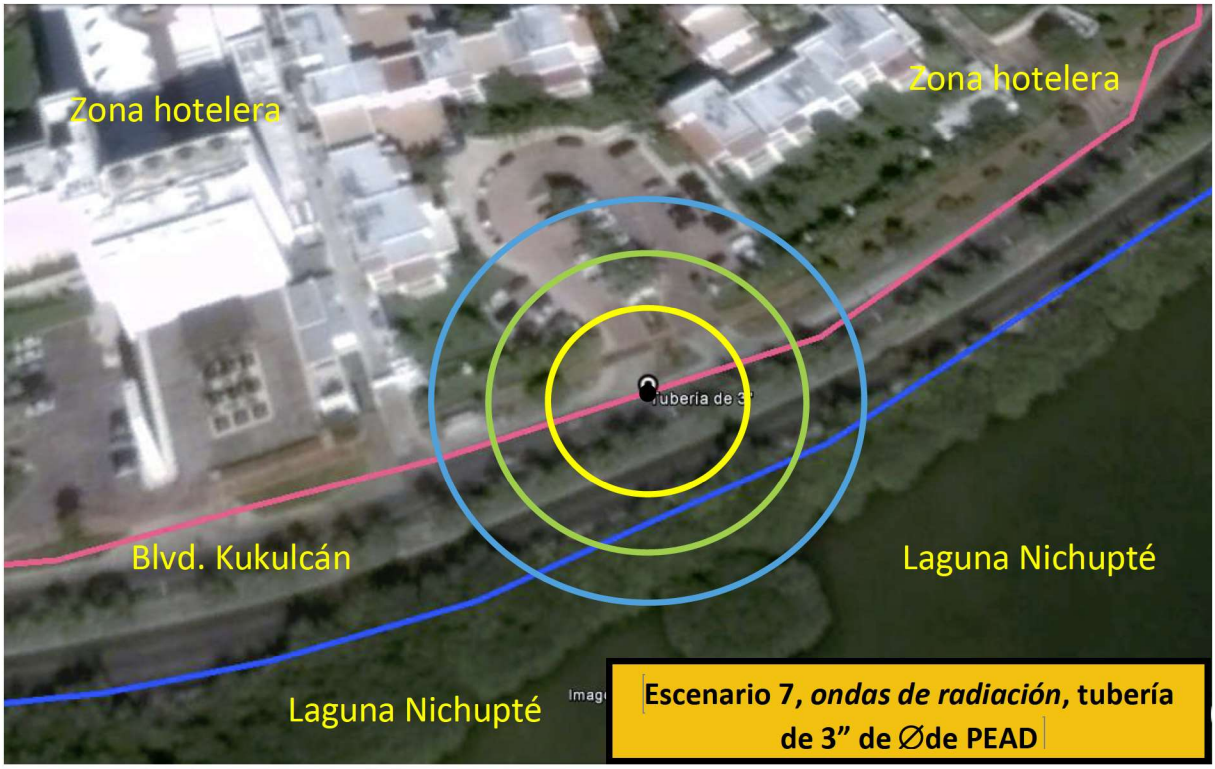
La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 4" de ∅ de *PEAD y* de la Válvula de Seccionamiento, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 54.0 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 31.8 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 13.9 m.



Con estas simulaciones en el *escenario 6, sitio 2*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería de 4" del gasoducto, en las coordenadas 21°08'49.96"N y 86°49'27.60"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Pasivo, ya que en el entorno hay algunos asentamientos habitacionales y comerciales.

ESCENARIO 7, <u>sitio 1</u> 21°08'06.68"N y 86°45'12.88"O, Tubería y/o válvula del gasoducto de 3 pulgadas de ∅ de Polietileno.

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 3" de ∅ de *Polietileno* operando a 7 Kg/cm^2 de presión (686.5 kPa) radica principalmente por las *ondas de radiación* de 1.4 kw/m^2 con un radio máximo de 27.20 m (azul cyan), la de 3.0 kw/m^2 con un radio de 17.90 m (verde), y la de 5.0 kw/m^2 con un radio de 13.10 m (amarillo).



Escenario 7, *ondas de radiación*, tubería de 3" de ∅de PEAD

La posible interacción de los radios de afectación por la rotura del 100% de la tubería de 3" de ∅ de *Polietileno*, radica también por las ***ondas de sobrepresión*** de 0.5 psig con un radio máximo de bajo riesgo o de amortiguamiento de 44.50 m, la de 1.0 psi con un radio de riesgo medio de 26.20 m, y la de 3.0 psi con un radio de alto riesgo de 11.5 m.

Escenario 7, *ondas de sobrepresión*, tubería de 3" de ∅de PEAD

Con estas simulaciones en el *escenario 7 sitio 1*, la posible interacción dentro de los radios de riesgo alto, medio y bajo, es por la rotura al 100% en la tubería del gasoducto, en las coordenadas 21°08'06.68"N y 86°45'12.88"O, es por la afectación a la misma V.S., que representa un Riesgo Pasivo, ya que en el entorno hay algunos asentamientos turísticos cercanos.

El escenario 8 correspondiente a la tubería y/o válvula de 2 pulgadas tiene radios de afectación para medio y alto riesgo menores a 20 metros, por lo que se prescinde de su proyección.

VI.6. Recomendaciones técnico operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación de riesgos

RECOMENDACIONES TÉCNICO OPERATIVAS

- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** se manejará en la construcción, operación y mantenimieno de este proyecto de instalación de un gasoducto con sus procedimientos escritos para manejar documentos de ingeniería, entre los que se incluyen planos, croquis, diagramas y especificaciones con su respectivo código de identificación, lista de revisión, aprobación y fechados del gasoducto.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** deberá de construir ampliaciones y adiciones a su gasoducto sólo mediante planos y especificaciones que hayan sido aprobados y controlados mediante procedimientos escritos.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, deberá asegurarse de que la construcción del gasoducto y en su momento sus ampliaciones queden registradas en planos o diagramas "as built", que consignen todos los cambios o diferencias que se dieran en el proceso de construcción.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, deberá asegurarse de que las tuberías de acero que integren todos los accesorios y equipos de la construcción, cumplan como mínimo el estándar API 5L y las uniones el API 1104.
- La empresa constructora y operadora del gasoducto debe efectuar una inspección efectiva a las uniones soldadas en las tuberías del gasoducto, de acuerdo al ASME B 31.4 párrafo 434.8.
- Todos los materiales utilizados por **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, en la construcción de sus estaciones, deberán estar certificados por los fabricantes sobre el cumplimiento de las especificaciones solicitadas.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe garantizar que las tuberías, equipos y accesorios de sus estaciones de transporte sean probadas y dictaminadas conforme a la norma NOM-007-SECRE-2010 o vigente.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe continuar estableciendo una coordinación intensiva con las compañías y dependencias prestadoras de servicios que realicen las actividades en torno al gasoducto, para notificación de obras y su consecuente prevención de riesgos.
- La transportista deberá mantener la instrumentación actual y en su momento la que se vaya a instalar en la futura ampliación de sus gasoductos, con equipos de medición que permita al personal operativo la toma de decisiones convenientes ante variaciones de las variables.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** debe asegurarse que, ante un descontrol en la construcción del gasoducto de alguna de las variables del proceso, tales como presiones y

flujos, fuera de su rango normal, una respuesta conveniente y expedita, deberá de llevar nuevamente a valores normales a dicha variable.

- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V** debe tener vigentes los procedimientos escritos y evidencias de cumplimiento de la instalación y mantenimiento preventivo y correctivo de los dispositivos de protección de sus estaciones que se implementen en la construcción, tales como reguladores, válvulas de seguridad o alivio.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe tener vigentes los programas de mantenimiento preventivo con que cuenta, así como continuar con la inspección y calibración de los accesorios de protección de las estaciones del sistema y en su momento de su ampliación.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe continuar implementando, como lo ha venido haciendo en sus demás instalaciones en operación, programas de capacitación al personal sobre las técnicas y procedimientos de operación, mantenimiento y actuación en emergencias sobre el gasoducto, así como realizar las evaluaciones del personal periódicamente como constancia de su capacitación y aprendizaje.
- Alguna variable que sobrepase su valor límite de control, deberá de ser señalada por un dispositivo de vigilancia. **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, deberá de establecer estos dispositivos en los puntos críticos de control.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe tener vigentes los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo que comprendan la totalidad del gasoducto, manteniendo registros de sus condiciones.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, debe asegurar la atención a reportes de fugas y emergencias en el gasoducto, en un lapso mínimo de tiempo.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.**, deberá disponer de sistemas redundantes en los servicios primarios de sus Estaciones de Regulación principales.
- **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.** debe de contar con los permisos correspondientes para los cruces carreteros y demás contemplados en el proyecto.

VI.7. Reporte del resultado de la última auditoría de seguridad practicada a las instalaciones que conforman el ducto

Debido a que el proyecto actualmente se encuentra en su etapa de planeación y realización de estudios para su aprobación, aún no se construye, por lo que no se han realizado Auditorías de seguridad, sin embargo, cabe mencionar que para iniciar las operaciones de transporte de gas natural se deberá de obtener el dictamen de verificación de una UV en materia de gas natural, el cual asegure la integridad física y condiciones de seguridad del proyecto, lo anterior con apego a la NOM-007-SECRE-2010.

VI.8. Medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que contará la instalación

Dentro de los equipos de atención a emergencias contemplados para la atención de emergencias y sucesos que pudieran presentarse en la operación del gasoducto, son:

- **Sistema de pararrayos y sistema de tierras.** Se deberá asegurar en el sistema para transporte de gas natural y las Estaciones Regulación (ER), para que cuenten con sistema conectado a tierras físicas y con pararrayos las estaciones principales. La verificación de los mismos, quedará incluida en el programa General de Mantenimiento.
- **Sistema de Seguridad por sobrepresión.** La red de transporte de gas natural para dar suministro a los socios comerciales de la empresa Gas Natural Industrial, S.A. de C.V., contará con un sistema de seguridad por sobrepresión a la entrada de las estaciones principales, la cual operará como límite en el 20% por arriba del valor máximo de operación en el sistema.
- **Extinción de incendios.** Para este tipo de contingencias, la empresa cuenta, como en todos los proyectos que ha presentado y desarrollado, con procedimientos que se enfocan en mitigar la fuente de la fuga en el gasoducto, así como también con extintores de acuerdo a la **NOM-002-STPS-2010;** se tienen contemplados los extintores de Polvo Químico Seco (PQS), Bióxido de Carbono y sistemas para aspersión de agua en las estaciones de regulación y medición principales.

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 de 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, la red de transporte de gas natural, contará con los siguientes dispositivos y equipos para emergencias:

Tabla 6.29. Dispositivos y equipos para emergencias en caso de incidentes en el gasoducto.

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
1	Pulidor industrial	127 V / 15 A
2	Equipo abrebridas	Abrebridas
1	Compresor de aire	Capacidad 50 L de 2½" HP de 16 PSI
1	Generador eléctrico	16 HP
1	Equipo de aire autónomo	--
1	Esmeril de banco	560

VI.9. Medidas preventivas, incluidos los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación normal de la instalación

V.9.1. Medidas de seguridad

La empresa 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 gasoducto principal y las estaciones de regulación y medición, las cuales se indican en la siguiente tabla:

Tabla 6.30. Programa de Actividades de Seguridad.

Actividades de Seguridad	Frecuencia
Tener actualizado el directorio, que incluya todos los teléfonos de las dependencias oficiales, municipales, estatales y federales; incluyendo el del proveedor del energético,	Bimestral
Tener actualizado el directorio, que incluya los teléfonos, No. de extensión y celular del personal responsable de producción, operación y mantenimiento de los posibles socios,	Bimestral
Verificación del patrullaje o celaje del gasoducto (vigía),	Semanal
Llevar a cabo el programa de capacitación y simulacros,	Mensual
Evidencia que el personal cuenta con su Equipo de Protección Personal (EPP),	Bimestral
Realizar una lista de verificación (L.V.) para el equipo del kit de emergencia, así como para su funcionamiento,	Mensual
Revisar el inventario del kit de emergencia,	Mensual
Reporte y Control de Afectaciones en el gasoducto,	Semanal
Programa de Pláticas sobre el manejo del Gas Natural a clientes y a la comunidad,	Semanal
Convenio de Ayuda Mutua.	Mensual

Cualquier instalación que presente riesgos de accidentes mayores tendrá que disponer de medidas de prevención que complementen sus esfuerzos en la seguridad. El tipo y características de dichas medidas, dependerá de los riesgos que se pretendan minimizar en la red de transporte y districubión. La mejor medida preventiva a conseguir será su correcta operación y satisfactorio mantenimiento, evitando también afectaciones de origen externo.

El presente Estudio de Riesgo Ambiental llegó a la conclusión de que los riesgos mayores en la instalación de la ampliación del gasoducto existente de la empresa **Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.** por posible incendio y explosión, están en las las Válvulas de Seccionamiento (VS), las Estaciones de Regulación (ER), las Estaciones de Regulación y Medición (ERM) y la interconexión del gasoducto con la tubería existente de la primera etapa del gasoducto Cancún-Playa del Carmen para transporte de gas natural. En estas instalaciones deberán de establecerse medidas preventivas de seguridad, conforme a los procedimientos preventivos con que cuenta la empresa.

Las Válvulas de Seccionamiento (VS), las Estaciones de Regulación (ER) y las Estaciones de Regulación y Medición (ERM) que se necesiten deberán de instalarse subterráneas, instaladas en registros que cumplan las condicionantes de la norma NOM-007-SECRE-2010:

Requisitos de diseño de Registros. Los registros subterráneos para válvulas, estaciones de relevo de presión de regulación de presión, deben:

a) Resistir las cargas externas a las que se pueden ver sometidos y proteger el equipo instalado;

b) Contar con un espacio de trabajo que permita que el equipo requerido en el registro se pueda instalar, operar y mantener;

c) Construirse de manera que los tubos que crucen las paredes o que se encuentren dentro de un registro sean de acero, exceptuando la tubería de control y calibración que puede ser de cobre. Cuando un tubo cruce la estructura del registro, se debe evitar el paso de gases o líquidos a través de la abertura y evitar deformaciones en el tubo, y

d) Estar construido con equipo eléctrico que satisfaga los requerimientos mínimos establecidos en la normatividad nacional vigente con relación a esta materia y, a falta de éstas, con normatividad internacional vigente.

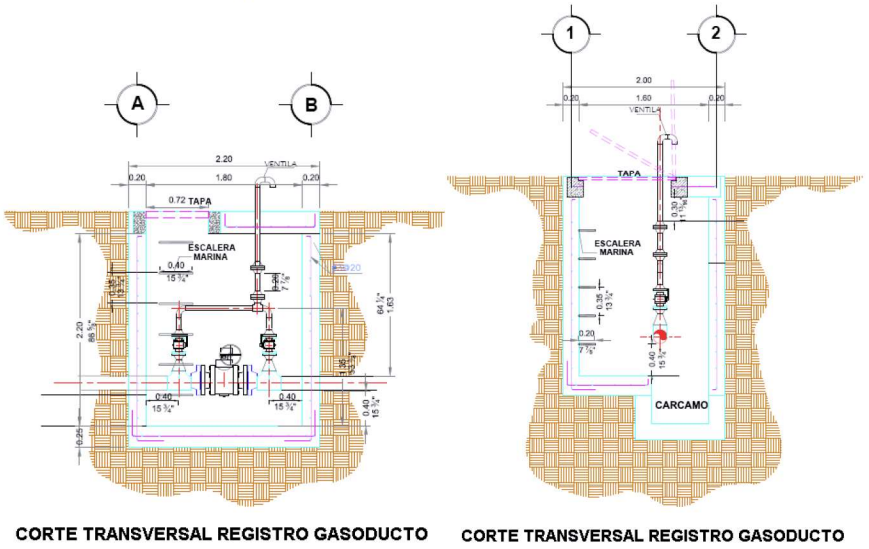


Figura 6.5. Detalles de construcción de los registros para Válvulas de Seccionamiento del gasoducto.

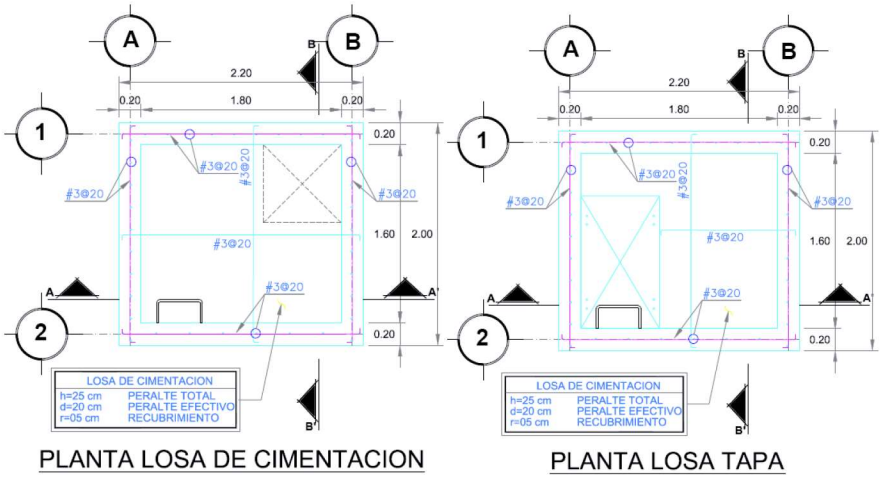


Figura 6.6. Detalles de construcción de las losas de los registros para V.S. del gasoducto.

Dado a que el registro de alojamiento de las Válvulas de Seccionamiento deberá de contener las fuerzas originadas por sobrepresión radiación por eventos de incendio, la construcción de éstos deberá de apegarse a los siguientes requisitos:

a) Debe emplearse concreto de clase tipo 2, f'c = 100 kg/cm^2 en la construcción de las plantillas del registro, mientras que para las dalas, castillos, trabes y losa del registro, debe emplearse concreto de la misma clase 2, pero con un f'c superior correspondiente a f'c = 200 kg/cm^2, considerando un módulo de elasticidad de al menos: Ec = 100,000 Kg/cm^2, mientras que debe contemplarse un peso volumétrico de: gc = 2,200 Kg/m^3.

b) Para la construcción de las plantillas de registro, dalas, castillos, trabes y losas de registro antes mencionadas se deberá emplear cemento Portland ordinario CPO + 30 y deberá cumplir con las normas NMX-C-414, ONNCE-1999 y NMX-C111 para agregados pétreos, con un agregado grueso de 19 mm (3/4") como máximo.

c) Para la construcción de la cimentación y contratrabes se deberá emplear concreto de clase 1, con un f'c = 250 Kg/cm^2, con módulo de elasticidad igual o superior a Ec = 220,000 Kg/cm^2, y con un peso volumétrico de Yc = 2,400 Kg/m^3. Aquí se debe emplear cemento

d) Para la construcción de la cimentación y contratrabes, también se recomienda emplear cemento Portland ordinario CPO + 30 debiendo cumplir con las correspondientes normas NMX-C-414, ONNCE-1999 y NMX-C111 para agregados pétreos, con un agregado grueso de 19 mm (3/4") como máximo.

e) En cuanto a las especificaciones del acero a utilizar, se deberá usar varilla corrugada de acero, con un grado de 42, fy = 4,200 Kg/cm^2, excepto las barras del No. 2, que deberán tener un fy = 2,530 Kg/cm^2. En este punto se deberá cumplir con las normas NMX-C-407, NMX-294 y NMX-B-457.

f) En ningún caso se deberá traslapar más del 33% del acero en una misma sección y, salvo indicación contraria, toda varilla deberá estar anclada en sus extremos en escuadra a la longitud de anclaje correspondiente.

g) Para los recubrimientos libres en elementos estructurales, la recomendación a seguir es la siguiente: losa tapa del registro 3 cm, muros 3 cm, y la losa de cimentación con 5 cm.

- En complemento con las recomendaciones de funcionamiento y control, la transportista deberá de contemplar la instalación de instrumentación que permita las acciones convenientes de operación segura del sistema.
- La empresa debe efectuar auditorias periódicas sobre el funcionamiento de los distintos sistemas de operación y mantenimiento de seguridad y de prevención.
- La vigilancia de los parámetros más importantes del proceso deberán de contar con instrumentación, que alerten de las desviaciones del proceso que han salido de control y puedan ser captadas por los operadores.
- **Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.** debe cerciorarse de que sus procedimientos garanticen que las actividades de mantenimiento y operación se realicen de manera segura y debe considerar, como mínimo, lo siguiente:

a) La operación, mantenimiento y reparación de tuberías, válvulas y accesorios;

b) Las especificaciones de construcción, planos y datos históricos de las operaciones deben ponerse a disposición del personal operativo;

c) La documentación que comprenda la recolección de datos para realizar reporte de incidentes, debe realizarse conforme con los procedimientos de evaluación de incidentes/accidentes establecidos en la Norma NOM-007-SECRE-2010

- **Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.** debe mantener vigentes sus procedimientos con que cuenta que proporcionen las condiciones de seguridad necesaria cuando se hayan excedido los límites de diseño de operación y deben considerar:

  La respuesta, investigación y corrección relativa al:

  - Cierre de válvulas y paros no intencionales;
  - Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal;
  - Pérdida de comunicaciones;
  - Operación de cualquier dispositivo de seguridad, y
  - Cualquier otra disfunción no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad.

- Revisión de las variaciones de la operación normal después de que han terminado las operaciones anormales. Esto debe realizarse las veces que sea necesario, principalmente en las localizaciones críticas del sistema para determinar su integridad y operación segura;
- Notificación al personal operativo responsable cuando se reciba un aviso sobre una operación anormal, y
- Revisión periódica de la respuesta del personal operativo para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y, en su caso, tomar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

Es importante que las V.S. y las E.R.M. en su conjunto cumplan requisitos de calidad que aseguren la reducción de riesgos ante un incidente en la red de transporte.

El análisis de la determinación de la probabilidad de un siniestro de incendio y/o explosión llegó a la conclusión de que agentes externos o terceros son las variables que con mayor frecuencia inciden en un siniestro en un sistema como el de **Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.**

V.9.2. Operación y mantenimiento

La empresa Gas Natural Industrial, 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 las Estaciones de Regulación y Medición (ERM), de los clientes comerciales.

Tabla 6.31. Actividades a realizar en las Estaciones de Regulación y Medición.

Actividad	Frecuencia
Lecturas de presión,	1 Mes
Monitoreo de fugitivos de gas natural: Caseta,	1 Mes
Aseo total de la Estación de Regulación,	1 Mes
Verificar funcionamiento y conexiones (computador de flujo),	1 Mes
Expulsión de impurezas de los filtros,	1 Mes
Revisión general del gabinete (falta o daño a pintura),	1 Mes
Verificar funcionamiento de los instrumentos de medición,	1 Mes
Verificar funcionamiento de reguladores de presión,	1 Mes
Mantenimiento preventivo a reguladores de presión,	6 Meses
Inspección visual de señalamientos,	1 Mes
Calibrar válvulas de relevo de relevo,	6 Meses
Inspección visual de válvulas de relevos,	1 Mes
Inspección visual de válvulas de paso,	1 Mes
Verificar funcionamiento de las válvulas de paso.	1 Mes

Aunado a las actividades indicadas en la Tabla anterior, en los gasoductos para transporte de Gas Natural, se realizarán las siguientes actividades de mantenimiento:

1. Monitoreo de fugitivos de Gas Natural en el derecho de vía del Gasoducto.
2. Mantenimiento a señalamientos.
3. Mantenimiento a las válvulas de seccionamiento.

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.

V.9.3. Verificaciones y/o auditorías de seguridad

Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para transporte de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana, aplicable para el sistema para transporte de gas natural por ducto, **NOM-007-SECRE-2010**, misma que establece que se debe realizar una

verificación anual por parte de una Unidad de Verificación, acreditada ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual verificará y emitirá el dictamen en base a los siguientes puntos relacionados con la **seguridad, operación y mantenimiento** de la red de transporte 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 estaciones de medición y regulación,
9. Documentación histórica y evaluación de la ingeniería,
10. Programa y registros de capacitación y/o entrenamiento.

Verificación de Seguridad.

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

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

Atención a Emergencias.

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:

Tabla 6.32. Relación de procedimientos de seguridad e instrucciones de trabajo del plan integral de seguridad.

PO-SYS-GEN-06. ACTIVACIÓN DEL PLAN INTEGRAL DE SEGURIDAD

PO-OYM-OPE-09. DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FUGAS

PO-SYS-SGS-09. CONTROLAR FUGAS DE GAS

PO-OYM-OPE-06. TRABAJOS CERCANOS A OBRAS DE TERCEROS O INSTALACIONES EXISTENTES
PO-OYM-PRB-04. LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS CON DIABLOS DE LIMPIEZA (POLY PG)

PO-OYM-MANTTO-11. MANEJO E INSTALACIÓN DE TUBERÍAS DE ACERO

PO-SYS-SGS-14. PREVENCIÓN Y COMBATE DE INCENDIOS

PO-OYM-OPE-03. PROCEDIMIENTO PARA EL INCREMENTO DE LA MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN
PO-OYM-OPE-04. PROCEDIMIENTO PARA EL DECREMENTO DE LA MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN
PO-OYM-OPE-02. PROCEDIMIENTO PARA DESACTIVAR TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN GN
PO-OYM-OPE-01. PROCEDIMIENTO PARA ACTIVAR TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN GN

PO-OYM-OPE-05. PROCEDIMIENTO PARA VACIADO DE ODORIZANTE

PO-OYM-OPE-08. PATRULLAJE DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE.

PO-OYM-OPE-09. DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FUGAS.

PO-OYM-OPE-10. CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL.

PO-OYM-MANTTO-04. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO.

PO-OYM-MANTTO-05. TOMA DE POTENCIAL ENTRE TUBERÍA Y SUELO.

PO-OYM-MANTTO-06. REVISIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EN CAMISAS.

PO-OYM-MANTTO-07. REVISIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.

PO-OYM-MANTTO-10. CALIBRACIÓN DE ESPESORES EN INSTALACIONES SUPERFICIALES.

PO-OYM-MANTTO-11. MANEJO E INSTALACIÓN DE TUBERÍAS DE ACERO.

PO-OYM-MANTTO-12. MANTENIMIENTO A CASETAS DE ERM.

PO-OYM-MANTTO-14. MANTENIMIENTO A VÁLVULAS REGULADORES INSTALADAS EN LA ERM.

PO-OYM-MANTTO-18. PINTADO DE INSTALACIONES.

PO-OYM-MANTTO-19. GARANTIZAR LA SEÑALIZACIÓN DE LA FRANJA DE DESARROLLO DEL SISTEMA.

PO-OYM-MANTTO-20. LAVADO DE TUBERÍAS Y ACCESORIOS EN CITY GATES, ERM Y CUARTO DE INTERCONEXIÓN.

PO-OYM-MANTTO-21. LIMPIEZA A LA FRANJA DE DESARROLLO DEL SISTEMA.

PO-OYM-MANTTO-25. CALIBRACIÓN DE LOS TRANSMISORES MULTIVARIABLES.

PO-OYM-MANTTO-26. CALIBRACIÓN DEL TABLERO Y SENSORES DE MEZCLAS EXPLOSIVAS.

PR-OYM-OPE-02. PROGRAMA DE VISITAS A SISTEMAS EN OPERACIÓN.

FR-OYM-OPE-02. VERIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL.

FR-OYM-OPE-03. VERIFICACIÓN DE CONEXIÓN ELÉCTRICA ÁNODO-CABLES Y ÁNODO-ÁNODO.

FR-OYM-OPE-04. VERIFICACIÓN DE INSTALACIÓN DE POSTE DE MONITOREO Y CUPÓN.

FR-OYM-OPE-05. PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR ÁNODOS GALVÁNICOS.

FR-OYM-MANTTO-04. INFORME DE CALIBRACIÓN.

FR-OYM-MANTTO-05. ETIQUETA DE CALIBRACIÓN.

FR-OYM-MANTTO-06. REPORTE DE MEDICIÓN DE ESPESORES.

FR-OYM-MANTTO-07. REPORTE DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO.

FR-OYM-MANTTO-09. CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS.

Así mismo, se cuenta con un programa de capacitación anual de seguridad en el cual se tiene programado 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 Industrial, S.A. de C.V., cuenta con las medidas de seguridad requeridas para asegurar la eficiente operación y mantenimiento de la instalación, con el objeto de brindar una operación confiable del sistema para transporte de gas natural a los socios industriales de la zona; 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 para transporte de gas natural.

Programa de contingencias

La Empresa **Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.,** cuenta con su Plan Integral de Seguridad para la instalación de un gasoducto desarrollado internamente, el cual contempla los siguientes apartados:

- Precauciones básicas.
- Comentarios generales sobre prevención de accidentes con gas natural.
- Reglas de seguridad.
- Recomendaciones generales.
- Límites de explosividad en porcentaje / volumen de concentración de gas natural en el aire, criterios de acción ante una contingencia.
- Fugas de grado 1, instrucciones a seguir ante una situación de emergencia para todo el personal que se encuentre laborando.
- Fugas de grado 2, instrucciones a seguir ante la señal de una fuga de gas natural que no representa al momento una situación de emergencia.

- Fugas de grado 3, instrucciones a seguir ante la señal de una fuga de gas natural que no representa en ese momento una situación de emergencia.
- Organización, funciones y conocimientos básicos del personal clave de la organización.
    - Gerente.
    - Trabajadores del sistema y brigadas de mantenimiento.
    - Brigada contra incendio.
    - Jefe de operación.
    - Jefe de mantenimiento.

Programas de restauración de zonas afectadas en caso de accidentes

La empresa tiene establecidos los siguientes procedimientos relacionados con la atención a externos por siniestros del gasoducto:

- PROGRAMA DE RECUPERACION
- PROGRAMA DE RECUPERACION DE DAÑOS
- PROGRAMA DE AUXILIO
- PLAN INTEGRAL DE SEGURIDAD
- EVACUACION EXTERNA

Adicionalmente se tiene el Plan de Emergencias que contempla también la actuación de la transportista de hidrocarburos en zonas afectadas.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VII.1. Informe Técnico del Estudio de Riesgo

Giro de la empresa

☐ Petroquímico ☐ Minero ☐ Químico ☐ Metalúrgico ■ Gasero ☐ Agroindustrial
☐ Alimentos y bebidas ☐ Petróleo y derivados ☐ Residuos peligrosos ☐ Otros (especificar)

Uso del suelo donde se ubicará el gasoducto

☐ Agrícola ☐ Rural ■ Habitacional ☐ No cuenta con uso del suelo
■ Comercial ■ Mixto ☐ Industrial ☐ Otro (especificar)

El proyecto se pretende ubicar en una zona con las siguientes características

☐ Zona industrial ■ Zona habitacional ☐ Zona suburbana
☐ Parque industrial ■ Zona urbana ☐ Zona rural

Localización geográfica

	Inicio	Destino		
	Limites de la zona centro de Cancún	Playa del Cármen	Requerida m^2	108,849.93 m^2 Longitud de 198.18 km por los diferentes anchos de las zanjas para las diferentes dimensiones de las tuberías
Coordenadas	21°09'17.25" Latitud Norte 86°49'16.60" Longitud Oeste	28°36'55.24" Latitud Norte 87°05'53.24" Longitud Oeste	Total Km	**198.18**

Sustancias transportadas

Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	Núm. CAS	Densidad (g/cm³)	Flujo (m³/hr)	Proveedor	Longitud (km)	Diámetro de la tubería (m)	Presión (kg/cm²)		Espesor (mm)	Descripción de la trayectoria
							Diseño	Operación		
Metano	74-82-8	0.6	2,610.40	Gasoducto Mayakan	52.86	0.305	7 kg/cm²	7 kg/cm²	(6.35)	Inicia en los límites de la zona centro de Cancún y corre por toda la zona hotelera hasta llegar a la carretera Cancún-Tulum para seguirla en su derecho de vía hasta llegar a la población de Playa del Cármen.
					7.42	0.254	7 kg/cm²	7 kg/cm²	(5.56)	
					21.97	0.152	7 kg/cm²	7 kg/cm²	(5.56)	
					7.46.	0.203	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(18.99)	
					13.01	0.152	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(15.29)	
					27.33.	0.102	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(10.38)	
					42.95.	0.076	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(8.07)	
					21.40	0.051	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(5.48)	
					3.74	0.025	4 kg/cm²	4 kg/cm²	(3.04)	

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Núm. De falla	Núm. de Evento	Falla	Accidente Hipotético				Ubicación				Metodología Empleada para la identificación del riesgo
			Derrame	Fuga	Incendio	Explosión	Etapa de Operación			Unidad o equipo de proceso	
							Compresión	Regulación	Transporte		
1	1	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **12**" de Ø de A.C.	HAZOP
2	2	Rotura		X	X	X			X	Tubería de 10" de Ø de A.C.	HAZOP
3	3	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **6**" de Ø de AC	HAZOP
4	4	Rotura		X	X	X			X	Tubería de 8" de Ø de PEAD	HAZOP
5	5	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **6**" de Ø de PEAD	HAZOP
6	6	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **4**" de Ø de PEAD	HAZOP
7	7	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **3**" de Ø de PEAD	HAZOP
8	8	Rotura		X	X	X			X	Tubería de **2**" de Ø de PEAD	HAZOP

Estimación de cuentas

Núm. de falla	Tipo. de evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo (LIE)		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (seg)	Distancia (m)	Tiempo (seg)
1	1		X	53.6	Kg/s	Gas	SCRI	6.09 (100%)	5	153.41 (100%)	5
1	1		X	2.15	Kg/s	Gas	SCRI	0.00 (20%)	5	55.45 (20%)	5
2	2		X	37.2	Kg/s	Gas	SCRI	4.53 (100%)	5	133.37 (100%)	5
2	2		X	1.5	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (20%)	5	84.43 (20%)	5
3	3		X	13.3	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (100%)	5	71.47 (100%)	5
3	3		X	0.54	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (20%)	5	91.68 (20%)	5
4	4		X	13.6	Kg/s	Gas	SCRI	2.88 (100%)	5	67.92 (100%)	5
4	4		X	0.55	Kg/s	Gas	SCRI	33.65 (20%)	5	73.35 (20%)	5
5	5		X	7.6	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (100%)	5	44.15 (100%)	5
5	5		X	0.3	Kg/s	Gas	SCRI	26.49 (20%)	5	55.71 (20%)	5
6	6		X	3.4	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (100%)	5	25.58 (100%)	5
7	7		X	1.9	Kg/s	Gas	SCRI	28.62 (100%)	5	37.59 (100%)	5
8	8		X	0.86	Kg/s	Gas	SCRI	00.00 (100%)	5	69.66 (100%)	5

Criterios Utilizados

Núm de falla	Núm. de evento			Factores climáticos		Sobrepresión		Radiación térmica		Otros criterios
		IDHL	TLV_8	Velocidad del viento (m/seg)	Estabilidad atmosférica	3.0 Psig	0.5 psig	1.4 kW/m²	5.0 kW/m²	
1	1	no	no	1.5	Pasquill F	34.9	135.4	135.9	68.7	(100%)
1	1	no	no	1.5	Pasquill F	12.0	46.4	28.8	14.7	(20%)
2	2	no	no	1.5	Pasquill F	30.9	119.9	114.1	57.8	(100%)
2	2	no	no	1.5	Pasquill F	10.6	41.1	24.6	12.6	(20%)
3	3	no	no	1.5	Pasquill F	21.9	85.1	69.9	35.5	(100%)
3	3	no	no	1.5	Pasquill F	7.5	29.2	15.1	7.7	(20%)
4	4	no	no	1.5	Pasquill F	22.1	85.7	69.1	33.0	(100%)
4	4	no	no	1.5	Pasquill F	7.6	29.4	15.0	7.3	(20%)
5	5	no	no	1.5	Pasquill F	18.2	70.6	52.5	25.1	(100%)
5	5	no	no	1.5	Pasquill F	6.2	24.0	11.2	5.5	(20%)
6	6	no	no	1.5	Pasquill F	13.9	13.9	35.9	17.3	(100%)
7	7	no	no	1.5	Pasquill F	11.5	44.5	27.2	13.1	(100%)
8	8	no	no	1.5	Pasquill F	8.8	34.2	18.5	9.0	(100%)

VII.2. Resumen de la situación general que presenta la instalación en materia de riesgo ambiental

Deterioro esperado en flora

En general, el trayecto seleccionado para el tendido del gasoducto, no representa afectaciones a la flora de la zona por lo que no se producirá un desequilibrio ecológico, debido a que las especies de importancia que están dentro de la NOM-059-SEMARNAT-2010 como el Mangle blanco (***Laguncularia recemosa***), Mangle rojo (***Rizophora mangle***), Mangle negro (***Avicennia germinans***) y Mangle botoncillo (***Conocarpus erectus***), no serán afectadas durante las labores de preparación del sitio, ya que éste se hará por el derecho de vía de las vialidades existentes a lo largo de todo el trazo. El desmonte que se hará en las labores de limpieza y excavación es en la franja de 3 m de área de afectación, dentro del ancho del derecho de vía desde el punto de inicio del gasoducto en los límites de la zona centro de Cancún, hasta su punto final en la población de Playa del Cármen, Quintana Roo, donde prevalece la presencia de uso de suelo urbano: comercial, turístico y habitacional.

Con esta forma de trabajar se busca que no se produzca erosión de los suelos, no habrá usos alternativos del suelo sino que se reintegrará para cubrir la zanja excavada donde se asentará el gasoducto.

Una vez concluido el relleno de la trinchera, la superficie será limpiada para dejarla libre de escombros y permitir la regeneración de la flora silvestre tipo pasto y herbáceas pequeñas a lo largo del derecho de vía de los 3 m de ancho por el largo del gasoducto, con labores de mantenimiento vegetal contínuo.

Dentro de las NOM's que se consultan se hace especial atención a la NOM-059-SEMARNAT-2010 para verificar el estatus de las especies localizadas en las cercanías del área de proyecto pero fuera del trazo con el fin de no afectar a las especies endémicas, amenazadas, en peligro de extinción o sujetas a protección especial. De igual forma, se marca al personal de la empresa la prohibición al tráfico o apropiación ilegal de especies de flora de cualquier tipo, y en especial a los organismos marcados dentro de los listados de la norma.

Deterioro esperado en fauna

La mayoría de las especies animales que habitan en la zona del proyecto se conocen por referencias bibliográficas, ya que solo fueron vistos algunos ejemplares, principalmente aves, sin embargo dos especies con alguna categoría de riesgo listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, son la Iguana rayada (***Ctenosaura similis***) que fue vista asoleándose en los límites de la franja vegetal que bordea la Laguna Nichupté y el Cocodrilo (***Crocodylus moreletii***) con categoría de sujeto a protección especial (Pr) que solo se sabe de su presencia por referencias y es un habitante de los manglares y la laguna.

Una vez hecha la trinchera en todo el derecho de vía por donde pasa el trazo del gasoducto, la fauna existente en la zona solo se verá afectada temporalmente debido al ruido y movimiento de los trabajadores y la maquinaria, por lo que simplemente no se acercarán y se mantendrán en el interior del manglar y de la laguna.

No se espera ninguna afectación a fauna ya que la obra es en zona urbana Cancún y urbana y suburbana de Playa del Cármen, Quintana Roo. En donde pudiera existir algo de tránsito de fauna es a lo largo de la carretera Cancún-Tulum, sin embargo, es poca la fauna que se localiza en la zona del proyecto por la actividad humana y vehicular próxima, además de que la excavación, tendido y relleno solo se harán durante el día y con lapsos de tiempo cortos de no más de 48 horas, con longitudes de avance en esas 48 hrs de 250 a 500 metros, como ya se ha descrito.

No se observa como barrera u obstáculo temporal para el tránsito de la fauna en la etapa de construcción, la tierra que se saque durante el zanjado, así como la zanja misma, debido a que ya existe una barrera física previa como lo son las vialidades existentes en la zona, por cuyo derecho de vía se instalará el gasoducto.

En resumen, las posibles afectaciones serán: la posibilidad de muerte de algún animal pequeño, debido a los trabajos con la zanjadora y la generación de una barrera temporal adicional que impida el libre paso de la fauna. Sin embargo, ya existen varias barreras, como se mencionó antes, por otra parte, la barrera que se generará durante la etapa de construcción, tendrá una duración no mayor a 48 hrs, por lo que este impacto no será significativo ni residual. De todas maneras, la empresa deberá instruir a su personal en las siguientes medidas:

- Prohibición de matar y/o dañar animales a los trabajadores.
- Dar pláticas de concientización al personal de obra sobre el respeto a los elementos ambientales, como son la fauna, y supervisar a los operadores de la maquinaria.
- En caso de que, durante la etapa de construcción se observaran especies como roedores, serpientes, lagartijas u otros, deberá ahuyentarlas y/o alejarlas del área de trabajo, restituyéndolos al área sin dañarlos.
- Minimizar la cantidad y duración de la exposición de tierra fuera de la trinchera a fin de que esta barrera adicional generada dure el menor tiempo posible.

Durante las etapas de operación y mantenimiento, este elemento no se verá afectado.

Durante la etapa de abandono del proyecto este factor no se verá afectado.

Vulnerabilidad y riesgos

Debido a que el proyecto consiste en la instalación subterránea en un 100%, de infraestructura para el transporte de gas natural, el cual es inflamable, existe el riesgo de incendio en la zona donde quedará instalada la red de transporte de gas natural, siempre y cuando se conjuguen varios factores para que se genere una fuga, es por ello que en este Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) se realizó la simulación de una fuga de gas natural, con la finalidad de determinar los radios de afectación y las consecuencias que éste provocaría en el ecosistema y población existente.

Riesgos por fenómenos naturales

Como se describió anteriormente, el estado de Quintana Roo ha sufrido daños por la llegada de huracanes en los últimos 10 años, por lo que de acuerdo a estos datos se considera que la zona

donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural es susceptible a inundaciones causadas por fenómenos climatológicos, tales como Huracanes o Tormentas Tropicales principalmente.

En cuanto a la susceptibilidad de la zona a erupciones volcánicas en los márgenes del área de influencia del proyecto, no se localizan volcanes que puedan causar afectación a la integridad mecánica del sistema para transporte de gas natural.

VII.2.1. Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado

Cualquier instalación que presente riesgos de accidentes mayores tendrá que disponer de medidas de prevención que disminuyan los riesgos de afectación a las instalaciones de la empresa. El tipo y características de dichas medidas dependerán de los riesgos que se pretendan minimizar en el proyecto.

El análisis objetivo de las características del sistema para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., arrojó como resultado las siguientes recomendaciones técnico-operativas:

- Las Estaciones de Regulación y Medición, deben estar ubicadas dentro de predios seguros y libres de afectaciones, con la finalidad de asegurar la integridad física de cada estación, ya que derivado de la metodología del Análisis de Árboles de Falla (FaultrEase de Arthur D Little) realizados, se considera que el principal factor de probabilidad de incendio o explosión se deriva de la posible afectación por terceros,
- En base a un programa calendarizado, realizar pruebas que certifiquen la calidad integral y resistencia mecánica de los equipos (calibración de los diferentes dispositivos de seguridad y medición, así como la instrumentación de las estaciones de regulación, medición de espesores en tuberías de conducción y estado físico de los señalamientos instalados en el derecho de vía del sistema para transporte de Gas Natural y conexiones eléctricas en todo el sistema de gas natural donde se instalen dichas conexiones,
- En base a un programa calendarizado, cumplir y reforzar constantemente la capacitación del personal operativo y de control, respecto a los procedimientos de respuesta a emergencia,
- En base a un programa calendarizado, supervisar y reforzar la capacitación del personal sobre el mantenimiento, identificación, operación y manejo de los principales equipos contra incendio,
- Elaborar y poner en práctica un programa de simulacros para asegurar que el tiempo de respuesta ante una emergencia sea acorde a lo planeado, y constatar que se cuenta con el equipo suficiente para atender cualquier emergencia que pueda suscitarse en el derecho de vía del sistema para transporte de gas natural y mantener evidencia de su cumplimiento,

- En base a un programa de mantenimiento, efectuar auditorías periódicas sobre el funcionamiento de los distintos sistemas de operación y mantenimiento de seguridad y de prevención,

- Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., debe asegurar que los procedimientos operativos garanticen actividades de mantenimiento y operación de una manera segura y eficaz, tomando en cuenta como mínimo lo siguiente:
  - La operación, mantenimiento y reparación de tuberías, válvulas y accesorios,
  - Las especificaciones de construcción, planos y datos históricos de las operaciones deben ponerse a disposición del personal operativo,
  - Debe contar con un programa para la prevención de accidentes (PPA) de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT),
  - Se debe instrumentar un procedimiento escrito para prevenir daños por actividades de construcción, a las tuberías sepultadas.
- Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., debe contar con procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad necesarias cuando se hayan excedido los límites de diseño de operación y debe considerar la respuesta, investigación y corrección relativa a:
  - Cierre de válvulas y paros no intencionales.
  - Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal.
  - Pérdida de comunicaciones.
  - Operación de cualquier dispositivo de seguridad y cualquier otra disfunción no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad.
  - Revisión de las variaciones de la operación normal después de que han terminado las operaciones anormales. Esto debe realizarse las veces que sea necesario, principalmente en las localizaciones críticas del sistema para determinar su integridad y operación segura.
  - Notificación inmediata vía radio o teléfono celular al personal operativo responsable cuando se reciba un aviso sobre una operación anormal.
- Revisión periódica de la respuesta del personal operativo para evaluar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y en su caso, realizar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

VIII. ANEXOS

VIII.1. Índice de tablas y figuras

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1. Croquis de ubicación de las oficinas generales de la empresa promovente. 5

CAPÍTULO 2

Figura 2.1. Ilustración de las diversas tuberías que integran el proyecto de la 2ª etapa del gasoducto Cancun-Playa del Carmen. 10

Figura 2.2. Trayectoria General de la primera sección, Cancún, Quintana Roo. 11

Figura 2.3. Trayectoria General Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo. 15

Figura 2.4. Ubicación y trayectoria del Sistema para Transporte de Gas Natural autorizado por la ASEA en el municipio de Benito Juárez, Quintana Roo. 28

Figura 2.5. Localización del proyecto en las Ciudades de Cancún y Playa del Carmen, municipios de Benito Juárez y Solidaridad respectivamente, en el estado de Quintana Roo. 29

Figura 2.6. Trayectoria general de la primera sección del gasoducto, Cancún, Quintana Roo. 30

Figura 2.7. Trayectoria general de la segunda sección, Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo. 31

Figura 2.8. Ubicación del primero de los cauces hídricos naturales que serán cruzados por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona. 36

Figura 2.9. Ubicación de los otros dos cauces hídricos naturales que serán cruzados por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona. 36

Figura 2.10. Ubicación del cauce hídrico natural que será cruzado por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona. 37

Figura 2.11. Ubicación del cauce hídrico natural que será cruzado por el trazo del gasoducto en la hidrografía de la zona. 38

Figura 2.12. Mapa topográfico de la zona del proyecto en Cancún, Quintana Roo. 39

Figura 2.13. Altura sobre el nivel del mar del primer segmento de 10" de ∅ de AC. 39

Figura 2.14. Altura sobre el nivel del mar del segundo segmento de 6" de ∅ de AC. 40

Figura 2.15. Altura sobre el nivel del mar del tercer segmento de 6" de ∅ de AC. 40

Figura 2.16. Mapa topográfico de la zona del proyecto en Playa del Carmen, Quintana Roo. 41

Figura 2.17. Altura sobre el nivel del mar del segmento de 12" de ∅ de AC. 41

Figura 2.18. Ubicación de las formas y vías de acceso a la población de Cancún, Q. Roo. 48

CAPÍTULO 3

Figura 3.1. Segmentos del trazo que componen el ducto principal del proyecto para ampliación del gasoducto de gas natural desde Cancún hasta Playa del Carmen, Quintana Roo. 55

Figura 3.2. Relieve en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto. 58

Figura 3.3. Relieve en el municipio de Solidaridad y el área del proyecto. 59

Figura 3.4. Fisiografía del Estado de Quintana Roo. 60

Figura 3.5. Mapa geológico del estado de Quintana Roo. 62

Figura 3.6. Mapa geológico del municipio de Benito Juárez. 63

Figura 3.7. Mapa geológico del municipio de Solidaridad. 64

Figura 3.8. Climas del Estado de Quintana Roo. 66

Figura 3.9. Climas en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo y en el área del proyecto. 67

Figura 3.10. Tipos de suelos en Quintana Roo. 70

Figura 3.11. Tipos de suelos en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad, Quintana Roo y el área del proyecto. 71

Figura 3.12. Vegetación de Quintana Roo y el área del proyecto. 73

Figura 3.13. Gráfica de la riqueza faunística del Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo. 82

Figura 3.14. Gráfica de especies de anfibios presentes en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo, por tipo de hábitat. 84

Figura 3.15. Gráfica de especies de reptiles en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat. 84

Figura 3.16. Gráfica de especies de aves presentes en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat. 85

Figura 3.17. Gráfica de especies de Mamíferos en el Municipio de Benito Juárez, Q. Roo por tipo de hábitat. 86

Figura 3.18. Trayecto del gasoducto desde la zona hotelera de Cancún, hasta Playa del Carmen, Quintana Roo. 87

Figura 3.19. Indicadores de Peligro, Exposición y Vulnerabilidad en el municipio Benito Juárez, Q. Roo. 88

Figura 3.20. Indicadores de Peligro, Exposición y Vulnerabilidad en el municipio Solidaridad, Q. Roo. 88

Figura 3.21. Ubicación del proyecto dentro de la regionalización sísmica de la República Mexicana, CENAPRED. 90

Figura 3.22. Fallas y fracturas en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto 91

Figura 3.23. Fallas y fracturas en el municipio de Benito Juárez y el área del proyecto. 91

Figura 3.24. Presencia de Karst en el estado de Quintana Roo 92

Figura 3.25. Ciudades con mayor riesgo de inundaciones en México. 94

Figura 3.26. Degradación del suelo en la República Mexicana. 95

Figura 3.27. Mapa con áreas degradadas (erosión, deforestación, cambio de uso de suelo, contaminación de acuíferos y suelo por residuos sólidos y líquidos), por el crecimiento de la mancha urbana, asentamientos humanos (suburbanos) y rellenos sanitarios. 96

Figura 3.28. Gráfica de Incidencia de ciclones tropicales por estado (1970-2006). 97

Figura 3.29. Fenómenos metereológicos que se presentan en Quintana Roo. 98

Figura 3.30. Intensidad de huracanes por categoría. 99

Figura 3.31. Huracanes ocurridos en el periodo 1970 – 2013. 101

Figura 3.32. Mapa de peligros por incidencia de ciclones. 101

Figura 3.33. Climas en los municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo y en el área del proyecto. 102

CAPÍTULO 5

Figura 5.1. Imagen que muestra la forma de excavación de una perforadora direccional para el cruce subterráneo de tuberías, en este caso para un gasoducto, sin afectar la infraestructura vial 131

Figura 5.2. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de vialidades dentro de zonas urbanas o suburbanas. 132

Figura 5.3. Imagen que muestra a detalle la forma de trabajo de una perforadora direccional que puede respetar perfectamente las instalaciones conocidas de un sitio al dirigirla en su excavación, evitando cualquier afectación. 132

Figura 5.4. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de las vías de F.F.C.C. 132

Figura 5.5. Detalle que muestra las características de construcción de la línea de gasoducto al realizar cruce subterráneo de canales o arroyos revestidos. 133

Figura 5.6. Diagrama de Válvula de Seccionamiento Simple, Arreglo Civil 137

Figura 5.7. Diagrama de Válvula de Seccionamiento Bifurcación Arreglo Civil. 138

Figura 5.8. Diagrama de una Estación de Regulación tipo Arreglo Mecánico. 139

Figura 5.9. Diagrama de una Estación de Regulación, Diagrama de Tuberías e Instrumentación. 139

Figura 5.10. Diagrama de una Estación de Regulación tipo Arreglo Civil. 140

Figura 5.11. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 1 Arreglo Mecánico. 140

Figura 5.12. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 1 Diagrama de Tuberías e Instrumentación. 141

Figura 5.13. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 2 Arreglo Mecánico. 141

Figura 5.14. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 2, Diagrama de Tuberías e Instrumentación. 142

Figura 5.15. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 4, Arreglo Mecánico. 142

Figura 5.16. Diagrama E.R.M. Industrial Baja Presión Tipo 4 Diagrama de Tuberías e Instrumentación. 143

Figura 5.17. Letreros de identificación para prevención de riesgos. 159

CAPÍTULO 6

Figura 6.1. Árbol de Fallas determinado para las V.S., una ER y una ERM del proyecto de instalación del gasoducto Cancún-Playa del Carmen. 237

Figura 6.2. Radios de afectación de las dos secciones contempladas para el proyecto de la segunda etapa del gasoducto Cancún-Playa del Carmen, Quintana Roo. 268

Figura 6.3. Detalle de los radios de afectación de la primera sección, en la zona hotelera de Cancún. 269

Figura 6.4. Detalle de los radios de afectación de la segunda sección, en carretera Cancún-Tulum y Playa del Carmen. 270

Figura 6.4. Esquema del dardo de fuego o "jet fire" con sus dimensiones, usado para el cálculo de fugas en gasoductos. 237

Figura 6.5. Detalles de construcción de los registros para Válvulas de Seccionamiento del gasoducto. 327

Figura 6.6. Detalles de construcción de las losas de los registros para V.S. del gasoducto. 327

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1. Inversión de la segunda etapa del proyecto de instalación del gasoducto Cancún - Playa del Carmen, Quintana Roo. 7

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1. Dimensiones y longitudes de las tuberías a instalar. 10

Tabla 2.2. Ubicación de los puntos de inflexión en coordenadas UTM a lo largo de la trayectoria del ducto en el área de Cancún. 12

Tabla 2.3. Ubicación de los puntos de inflexión en coordenadas UTM a lo largo de la trayectoria del ducto en el área de Cancún-Playa del Cármen. 16

Tabla 2.4. Especificación de la tubería de acuerdo a los planos **GNN-QUR-CAN-ASEA-Cr-17_01** y **GNN-QUR-CAN-ASEA-Cr-17_02.** 21

Tabla 2.5. Ubicación de cruces direccionales en el área de proyecto del gasoducto Cancún. 21

Tabla 2.6. Coordenadas de las Estaciones de Regulación (E.R.). 23

Tabla 2.7. Coordenadas de las Válvulas de Seccionamiento (V.S.). 24

Tabla 2.8. Matriz de actividades del proyecto. 25

Tabla 2.9. Presión máxima de operación del gasoducto. 26

Tabla 2.10. Superficie de afectación directa de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones. 32

Tabla 2.11. Superficie de afectación indirecta de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones. 32

Tabla 2.12. Volumen de afectación de proyecto por la instalación de tubería de diferentes dimensiones. 33

Tabla 2.13. Ubicación de los cruces en el trazo del gasoducto. 34

Tabla 2.14. Tipos de estaciones registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 44

Tabla 2.15. Tipos de riesgo registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 45

Tabla 2.16. Clases de localización según la NOM-007-SECRE-2010 “Transporte de gas natural” registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 45

Tabla 2.17. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 1. 46

Tabla 2.18. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 2. 46

Tabla 2.19. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 3. 46

Tabla 2.20. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 4. 47

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1. Denominación maya de los cuatro principales suelos en Quintana Roo. 69
Tabla 3.2. Lista de especies representativas por tipo de región, selva mediana subperenifolia. 75
Tabla 3.3. Lista de especies representativas por tipo de región, selva mediana subcaducifolia. 77
Tabla 3.4. Lista de especies representativas por tipo de región, manglar / tular /tasistal / saibal. 77
Tabla 3.5. Lista de especies observadas en el área urbana de Cancún. 77
Tabla 3.6. Número de especies registradas y protegidas por tipo de vegetación según el listado florístico y la NOM-059-SEMARNAT-2010 en los Municipios de Benito Juárez y Solidaridad en el estado de Quintana Roo. 79
Tabla 3.7. Estatus de protección y distribución por tipo de vegetación de las especies protegidas en el Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo. 79
Tabla 3.8. Fauna endémica registrada en el Municipio de Benito Juárez, Quintana Roo. 81
Tabla 3.9. Especies de peces continentales endémicas de la Península de Yucatán. 83
Tabla 3.10. Fenómenos que se pueden presentar con mayor probabilidad en la zona del proyecto. 89
Tabla 3.11. Daños por inundaciones en Cancún, Quintana Roo. 94
Tabla 3.12. Huracanes intensos (H3 – H5) que han impactado en México en el periodo 1970-2014. 98
Tabla 3.13. Principales huracanes que han impactado la región en la que se ubica el proyecto. 100

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1. Factores de diseño para cada clase de localización. 117
Tabla 5.2. Espesores y tubería seleccionada para el gasoducto. 127
Tabla 5.3. Las Normas de Petróleos Mexicanos utilizadas en la etapa de diseño. 127
Tabla 5.4. Las Normas de Petróleos Mexicanos utilizadas en la etapa de construcción. 128
Tabla 5.5. Normas de Requisitos de calidad 128
Tabla 5.6. Normas de control de calidad, muestreo y pruebas. 128
Tabla 5.7. Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento para ductos que transportan hidrocarburos. 129
Tabla 5.8. Espesores y tubería seleccionada para el gasoducto. 134
Tabla 5.9. Coordenadas de las Estaciones de Regulación (E.R.). 134
Tabla 5.10. Coordenadas de las Válvulas de Seccionamiento (V.S.). 136
Tabla 5.11.- Equipo y sustancias no peligrosas a usar. 162
Tabla 5.12.- Material y sustancias peligrosas a utilizar. 162
Tabla 5.13. Especificaciones de la Tubería Instalada. 210
Tabla 5.14. Especificaciones de la Tubería Instalada. 224

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1. Tipos de estaciones registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 234

Tabla 6.2. Tipos de riesgo registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 234

Tabla 6.3. Clases de localización según la NOM-007-SECRE-2010, registrados en el recorrido del trazo para la ampliación del sistema de distribución de gas natural. 235

Tabla 6.4. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 1. 241

Tabla 6.5. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 2. 241

Tabla 6.6. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 3. 278

Tabla 6.7. Coordenadas de las estaciones del recorrido día 4. 279

Tabla 6.8. Efectos de radiación térmica según la intensidad de radiación emitida. 280

Tabla 6.9. Valores de sobrepresión y daño producido en detonaciones. 281

Tabla 6.10. Relación de tubería a utilizar para la ampliación del proyecto de distribución de gas natural Cancún – Playa del Carmen, Quintana Roo. 281

Tabla 6.11. Probabilidades de una deflagración por fuga en tuberías. 282

Tabla 6.12. Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas en la tubería de salida de la Estación de Regulación y Medición. 284

Tabla 6.13. Cubierta mínima. 285

Tabla 6.14. Distancia mínima entre cada señalamiento. 285

Tabla 6.15. Categorías que definen la probabilidad de ocurrencia de una situación de riesgo (P). 286

Tabla 6.16. Categorías de consecuencia del evento utilizadas en esta evaluación. 286

Tabla 6.17. Probabilidad de Ocurrencia de una Situación de Riesgo (P). 287

Tabla 6.18. Eventos posibles seleccionados. 293

Tabla 6.19.- Probabilidad de ocurrencia del evento independiente (H) en base a la información disponible y la experiencia. Escala = 1 a 100. 294

Tabla 6.20. Factor de vulnerabilidad (V) en una escala de 1 a 5. 325

Tabla 6.21. Probabilidad cuantitativa de ocurrencia de una situación de riesgo (P) en términos porcentuales. 325

Tabla 6.22. Probabilidad cualitativa de ocurrencia de una situación de riesgo (P). 330

Tabla 6.23.- La consecuencia del evento para cada par de eventos.

Tabla 6.24.- Los resultados del análisis y el riesgo de cada evento.

Tabla 6.25. Nodos considerados en el estudio HAZOP

Tabla 6.26 Resultados del número de Elementos por Nodo

Tabla 6.27. Matriz de riesgos potenciales derivados del estudio HAZOP.

Tabla 6.28. Matriz de ponderación del riesgo.

Tabla 6.29. Dispositivos y equipos para emergencias en caso de incidentes en el gasoducto.

Tabla 6.30. Programa de Actividades de Seguridad.

Tabla 6.31. Actividades a realizar en las Estaciones de Regulación y Medición.

Tabla 6.32. Relación de procedimientos de seguridad e instrucciones de trabajo del plan integral de seguridad.

VIII. ANEXOS

VIII.2. Documentos Legales

- Copia simple del Acta Constitutiva de la Empresa
- Copia simple del RFC de la Empresa
- Copia simple del poder legal.

VIII. ANEXOS

VIII.3. Documentos del responsable y los colaboradores del estudio

- Copia del RFC
- Copia de Cédula Profesional.

VIII. ANEXOS

VIII.4. Archivo Fotográfico o Video

Se Anexa en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.5. Planos e Imágenes

Se Anexa en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.6. Memorias Técnicas y Descriptivas

Se Anexa en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.7. Estudios de Simulación de Riesgos

Se Anexan en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.8. Hojas de Seguridad

Se Anexan en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.9. Árbol de Fallas

Se Anexan en CD.

VIII. ANEXOS

VIII.10. HAZOP

VIII. ANEXOS

VIII.11. Fuentes de información, bibliografía

1. Arriaga, L., V. Aguilar, J. Alcocer. 2002. ***"Regiones Hidrológicas Prioritarias, Aguas continentales y diversidad biológica de México".*** Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. México. (Enlace web: http://www.conabio.gob.mx/conocimiento/regionalizacion/doctos/hidrologicas.html Consultado en fecha 25/01/16).
2. Arriaga, L., J.M. Espinoza, C. Aguilar, E. Martínez, L. Gómez y E. Loa (coordinadores). 2000. ***Regiones terrestres prioritarias de México***. Comisión Nacional para el Conocimiento y uso de la Biodiversidad. México. (Enlace web:
3. http://www.conabio.gob.mx/conocimiento/regionalizacion/doctos/terrestres.html Consultado en fecha 25/01/16).
4. Benítez, H., et. al. ***Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAS).*** CIPAMEX, CONABIO, FMCN y CCA. México. (Enlace web: http://conabioweb.conabio.gob.mx/aicas/doctos/aicas.html Consultado en fecha 25/01/16).
5. Conesa Fernández V. – Vítora Ediciones. 1995. ***Ingeniería Ambiental***. Mundi Prensa.
6. Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. 1996. ***Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente***. Ed. Delma. Naucalpan, México.
7. Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. 1996. **Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental.** Ed. Delma. Naucalpan, México.
8. Glynn Henry J. Heinke Gary W. ***Ingeniería Ambiental***. Prentice Hall Pearson.
9. H. Congreso de la Unión. 1917. ***Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos***. Secretaría General del H. Congreso de la Unión. México, D.F. 171 pag.
10. INEGI. 2009. **Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Benito Juárez, Quintana Roo,** Clave geoestadística 23005. INEGI, Aguascalientes, México. 9 pag. (Enlace web: http://www.inegi.org.mx/geo/contenidos/topografia/compendio.aspx Consultado en fecha 18/03/16).
11. INEGI. 2009. **Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Solidaridad, Quintana Roo,** Clave geoestadística 23008. INEGI, Aguascalientes, México. 9 pag. (Enlace web: http://www.inegi.org.mx/geo/contenidos/topografia/compendio.aspx Consultado en fecha 18/03/16).
12. Peña Nieto, Enrique. 2013. ***Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018***. Presidencia de la República. México, D.F.
13. Portal de Información Geográfica –CONABIO http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/
14. SEGOB. 2001. D**iagnóstico de peligros e identificación de riesgos de desastres en México, Atlas Nacional de Riesgos de la República Mexicana**. CENAPRED. México, D.F. 232 pag.
15. SEMARNAT. **Fichas Técnicas de las especies en la NOM-059-SEMARNAT-2001**. Conabio, México.