



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS INVOLUCRADOS EN
EL ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y
DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ING. AMBIENTAL SUSTANCIAS Y RESIDUOS PELIGROSOS

P R E S E N T A :

ALEXIS VLADIMIR MORA GARCÍA

TUTOR:

DRA. GEORGINA FERNÁNDEZ VILLAGOMEZ

2007





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Este apartado está dedicado especialmente para agradecer profundamente a todas las personas que influyeron en mí para la realización de éste trabajo. Gracias a su sacrificio, ayuda, ánimo, dirección y apoyo se pudo cristalizar mi sueño de aportar, con este granito de arena, al desarrollo de la sociedad a través de un ambiente más limpio y sustentable.

Primeramente agradezco a Dios por transformar mi vida, guiarme, ayudarme, animarme y dirigirme en todo momento en la realización de este trabajo. También, por la oportunidad de prepararme como un profesional de la Ingeniería Ambiental, capaz de solucionar problemas que pueden poner en riesgo la vida de las personas y afectar al ambiente.

Un agradecimiento muy especial a la Dra. Georgina Fernández Villagómez, quien es una persona de una gran calidad humana y quien además confió plenamente en mí y siempre me ayudó de forma incondicional.

Además, quiero agradecer a mis padres, a Marcela Aguilar y a mis amigos, por su amor incondicional y su tierno cariño. De igual forma agradezco al M. en C. Vicente Fuentes Gea, al Dr. Modesto Cruz Javier, al Dr. Oscar Fuentes Mariles y a los Profesores del Programa de Maestría en Ingeniería Ambiental de la UNAM por su valiosa cooperación.

Asimismo, un reconocimiento muy especial para las instituciones, asociaciones e industrias privadas por el apoyo proporcionado: Universidad Nacional Autónoma de México, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, Asociación Nacional de la Industria Química, Petróleos Mexicanos (Gerencia de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental, PGPB), Asociación Mexicana de Gas Natural y Gas Natural de México.

***"Manténganse siempre alertas, confiando en Cristo. Sean fuertes y valientes.
Y todo lo que hagan, háganlo con amor"
1 Corintios 16:13-14***

CONTENIDO

	<u>Página</u>
Agradecimientos	i
Resumen	iii
Contenido	iv
Índice de tablas	vi
Índice de figuras	viii
Índice de abreviaturas	xii
Capítulo I	1
Generalidades	
1.1 Historia del gas natural	1
1.2 Propiedades fisicoquímicas del gas natural	2
1.3 Procesamiento del gas natural	4
1.4 Usos del gas natural	8
1.5 Economía del gas natural	10
1.6 Efectos toxicológicos del gas natural	15
1.7 Peligros del gas natural	15
1.8 Accidentes con gas natural	18
Capítulo II	26
Manejo del gas natural	
2.1 Almacenamiento	26
2.2 Transporte	28
2.3 Distribución	34
2.4 Procesamiento y transporte del gas natural líquido	41
Capítulo III	45
Legislación y normatividad del gas natural	
3.1 Marco constitucional	45
3.2 Normatividad nacional	47
Capítulo IV	48
Selección del método de modelo matemático	
4.1 Justificación del modelo matemático	48
4.2 Parámetros de la modelación matemática	49
4.3 Selección del modelo	60
4.4 Características del paquete comercial seleccionado	61

Capítulo V	63
Escenarios de alto riesgo	
5.1 Metodología de jerarquización e identificación	63
5.2 Escenarios de almacenamiento	71
5.2.1 Identificación de peligros	71
5.2.2 Descripción de una instalación típica	72
5.2.3 Selección del sitio	74
5.2.4 Parámetros de modelación	75
5.2.5 Escenarios de liberación	76
5.2.6 Modelación	76
5.3 Escenarios de transporte	102
5.3.1 Identificación de peligros	102
5.3.2 Descripción de la instalación	103
5.3.3 Selección del sitio	104
5.3.4 Parámetros de modelación	110
5.3.5 Escenarios de liberación	111
5.3.6 Modelación	114
5.4 Escenarios de distribución	128
5.4.1 Identificación de peligros	128
5.4.2 Descripción de la instalación	129
5.4.3 Selección del sitio	130
5.4.4 Parámetros de modelación	130
5.4.5 Escenarios de liberación	131
5.4.6 Modelación	132
Capítulo VI	172
Propuestas de medidas de seguridad del manejo del gas natural	
6.1 Almacenamiento	172
6.2 Transporte	177
6.3 Distribución	178
Conclusiones	179
Referencias	181

INDICE DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN
1.1	Constituyentes típicos del gas natural
1.2	Propiedades físicas del gas natural y gas L.P a 15.5 °C
1.3	Especificación del gas natural NOM-001-SECRE-2003
1.4	Consumo de gas natural 1993 -2002
1.5	Consumo de gas natural de los sectores residencial y de servicios 1993 -2002
2.1	Muestra de principales ductos por construir por Pemex
2.2	Muestra de principales ductos por construir por privados
2.3	Profundidades de excavación para gasoductos
2.4	Espaciamiento de válvulas de seccionamiento
2.5	Clases de localización
2.6	Normas de construcción de tubería de acero
3.1	Marco regulatorio sector energético
3.2	Marco regulatorio para la protección ambiental
3.3	Normatividad del gas natural en México
4.1	Tabla comparativa entre los modelos
4.2	Tabla comparativa de los modelos ARCHIE y PHAST
5.1	Simbología de la metodología de evaluación de riesgos
5.2	Índice de consecuencia
5.3	Índice de frecuencia
5.4	Matriz de evaluación de riesgo
5.5	Índice de riesgo
5.6	Información de fallas y eventos del estudio Canvey
5.7	Criterios de diseño para derrames
5.8	Condiciones meteorológicas, escenarios almacenamiento
5.9	Daños causados a diferentes niveles de radiación térmica
5.10	Radios de afectación por radiación térmica y explosividad
5.11	Composición promedio en mol del GNL
5.12	Formación de la alberca, caso c)
5.13	Formación de la alberca, caso d)
5.14	Resumen de resultados, escenario almacenamiento
5.15	Tipo de Clima, Ciudad Pemex
5.16	Temperatura promedio mensual y anual, Ciudad Pemex
5.17	Precipitación promedio mensual y anual, Ciudad Pemex
5.18	Sector Cárdenas
5.19	Parámetros de modelación del escenario de transporte
5.20	Composición del gas natural considerada en el cálculo de capacidades del sistema nacional de gasoductos
5.21	Determinación de inventarios para escenario de ruptura de gasoducto de 24"
5.22	Condiciones de operación para la simulación
5.23	Condiciones de operación para la simulación de transporte
5.24	Condiciones de operación, escenario 2 (caso a)
5.25	Condiciones de operación, escenario 2 (caso b)
5.26	Comparación de resultados, caso ruptura total

- 5.27 Comparación de resultados, caso ruptura mediana
- 5.28 Comparación de resultados, caso ruptura pequeña
- 5.29 Daños causados por el efecto de la radiación
- 5.30 Composición del gas natural
- 5.31 Composición del gas natural en México
- 5.32 Modelación de casos de fuga de gas, (LEAK)
- 5.33 Modelación de casos por ruptura de tubería (LINE RUPTURE)
- 5.34 Condiciones de operación C1
- 5.35 Condiciones de operación C2
- 5.36 Condiciones de operación C3
- 5.37 Condiciones de operación C4
- 5.38 Condiciones de operación C5
- 5.39 Condiciones de operación C6
- 5.40 Condiciones de operación C7
- 5.41 Condiciones de operación C8
- 5.42 Condiciones de operación C9
- 5.43 Resumen de resultados, escenario distribución
 - 6.1 Guía para seleccionar los sistemas de detección y aislamiento
 - 6.2 Duración de liberaciones basadas en sistemas de detección y aislamiento

INDICE DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN
1.1	Recuperación de azufre elemental “Proceso Claus”
1.2	Proceso de separación criogénico
1.3	Fraccionamiento de líquidos del gas natural
1.4	Consumo mundial de energía primaria
1.5	Reservas mundiales probadas de gas natural seco
1.6	Reservas de gas natural 2000 – 2003
1.7	Evolución de las reservas de gas seco 1990-2002
1.8	Evolución en la producción de gas natural 1990-2002
1.9	Evolución de las importaciones de gas natural 1994-2002
1.10	Imágenes de la explosión del Complejo Cactus
1.11	Análisis estadístico de accidentes ocurridos en tuberías de transporte de gas natural (1994-2000)
1.12	Análisis estadístico de pérdidas económicas ocurridas en tuberías de transporte de gas natural (1994-2000)
1.13	Análisis estadístico de accidentes ocurridos en tuberías de distribución de gas natural (1994-2000)
1.14	Análisis estadístico de pérdidas económicas ocurridas en líneas de distribución de gas natural (1994-2000)
1.15	Terminal marítima y buquetanque de GNL
2.1	Tipos de instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural
2.2	Red de transporte de gas natural en México
2.3	Esquema de red de distribución de gas natural
2.4	Kilómetros de tubería de acero instalada
2.5	Kilómetros de tubería de polietileno instalada
2.6	Sistema margarita
2.7	Diseño sistema margarita
2.8	Sistema tipo antena
2.9	Sistema tipo malla
2.10	Dispositivos de seguridad en instalaciones de gas natural de alta presión
2.11	Plataforma marina
2.12	Terminal marítima de GNL
2.13	Buquetanque de GNL
2.14	Terminal marítima
2.15	Principales fuentes de suministro de GNL
2.16	Terminales de GNL
4.1	Esquema del modelo GASPIPE
4.2	Modelo de ruptura del tubo en la parte alta
4.3	Modelo de ruptura del tubo en la parte baja
4.4	Dispersión de bocanadas (puff) de vapores flotantes
4.5	Dispersión de una pluma de vapores flotantes
4.6	Dispersión de una pluma de una nube de vapores más pesados que el aire
4.7	Modelo de flama de alberca de fuego
4.8	Modelos de chorros de fuego
5.1	Criterios para la selección de metodologías de evaluación de riesgos

- 5.2 Esquema típico de una terminal de regasificación de GNL
- 5.3 Terminales de regasificación de GNL
- 5.4 Vista aérea de la nube de vapor (Escenario 1, Caso A)
- 5.5 Vista lateral 1 de la nube de vapor (Escenario 1, Caso A)
- 5.6 Vista lateral 2 de la nube de vapor (Escenario 1, Caso A)
- 5.7 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 1, Caso A)
- 5.8 Instalación de válvulas de seguridad en la entrada a un tanque de GNL
- 5.9 Vista aérea de la nube de vapor (Escenario 1, Caso B)
- 5.10 Vista lateral 1 de la nube de vapor (Escenario 1, Caso B)
- 5.11 Vista lateral 2 de la nube de vapor (Escenario 1, Caso B)
- 5.12 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 1, Caso B)
- 5.13 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Escenario 1, Caso B)
- 5.14 Esquema típico de los brazos de descarga (jetty) (Escenario 2, Caso A)
- 5.15 Huella de la nube de vapor (Escenario 2, Caso A)
- 5.16 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2, Caso A)
- 5.17 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2, Caso A)
- 5.18 Radio de formación de la alberca (Escenario 2, Caso A)
- 5.19 Huella de la nube de vapor (Escenario 2, Caso B)
- 5.20 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2, Caso B)
- 5.21 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2, Caso B)
- 5.22 Radio de formación de la alberca (Escenario 2, Caso B)
- 5.23 Huella de la nube de vapor (Escenario 2, Caso C)
- 5.24 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2, Caso C)
- 5.25 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2, Caso C)
- 5.26 Radio de formación de la alberca (Escenario 2, Caso C)
- 5.27 Vista aérea de la nube de vapor (Escenario 2, Caso D)
- 5.28 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2, Caso D)
- 5.29 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2, Caso D)
- 5.30 Radio de formación de la alberca (Escenario 2, Caso D)
- 5.31 Árbol de análisis de eventos en una fuga de una tubería
- 5.32 Red de gasoductos de gas natural en México
- 5.33 Ubicación geográfica de Ciudad Pemex, Tabasco
- 5.34 Sector Cárdenas (Tramo Ciudad Pemex – km 100)
- 5.35 Sector Minatitlán
- 5.36 Sector Mendoza
- 5.37 Sector Tlaxcala
- 5.38 Sector Venta de Carpio
- 5.39 Escenario de ruptura total del gasoducto
- 5.40 Escenario de ruptura de gasoducto por una máquina perforadora
- 5.41 Fotografías de gasoducto de 16” de DN perforado por máquina excavadora
- 5.42 Huella de la nube de vapor (Escenario 1, Ruptura total de la tubería)
- 5.43 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 1, Ruptura total de la tubería)
- 5.44 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 1, Ruptura total de la tubería)
- 5.45 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Escenario 1, Ruptura total de la tubería)
- 5.46 Huella de la nube de vapor (Escenario 2A, Ruptura mediana)
- 5.47 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2A, Ruptura mediana)
- 5.48 Vista frontal de la nube de vapor (Escenario 2A, Ruptura mediana)

- 5.49 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2A, Ruptura mediana)
- 5.50 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Escenario 2A, Ruptura mediana)
- 5.51 Huella de la nube de vapor (Escenario 2B, Ruptura mediana)
- 5.52 Vista lateral de la nube de vapor (Escenario 2B, Ruptura mediana)
- 5.53 Vista frontal de la nube de vapor (Escenario 2B, Ruptura mediana)
- 5.54 Máxima concentración de la huella de la nube (Escenario 2B, Ruptura mediana)
- 5.55 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Escenario 2B, Ruptura mediana)
- 5.56 Red troncal de la red de distribución de gas en el D.F.
- 5.57 Distribuciones de presiones en una red de distribución
- 5.58 Huella de la nube de vapor (Caso 1)
- 5.59 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 1)
- 5.60 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 1)
- 5.61 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 1)
- 5.62 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 1)
- 5.63 Flamazo de la nube de vapor (Caso 1)
- 5.64 Huella de la nube de vapor (Caso 1)
- 5.65 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 2)
- 5.66 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 2)
- 5.67 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 2)
- 5.68 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 2)
- 5.69 Flamazo de la nube de vapor (Caso 2)
- 5.70 Huella de la nube de vapor (Caso 3)
- 5.71 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 3)
- 5.72 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 3)
- 5.73 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 3)
- 5.74 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 3)
- 5.75 Flamazo de la nube de vapor (Caso 3)
- 5.76 Huella de la nube de vapor (Caso 4)
- 5.77 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 4)
- 5.78 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 4)
- 5.79 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 4)
- 5.80 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 4)
- 5.81 Flamazo de la nube de vapor (Caso 4)
- 5.82 Huella de la nube de vapor (Caso 5)
- 5.83 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 5)
- 5.84 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 5)
- 5.85 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 5)
- 5.86 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 5)
- 5.87 Flamazo de la nube de vapor (Caso 5)
- 5.88 Huella de la nube de vapor (Caso 6)
- 5.89 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 6)
- 5.90 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 6)
- 5.91 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 6)
- 5.92 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 6)
- 5.93 Flamazo de la nube de vapor (Caso 6)
- 5.94 Huella de la nube de vapor (Caso 7)
- 5.95 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 7)
- 5.96 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 7)
- 5.97 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 7)

- 5.98 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 7)
- 5.99 Flamazo de la nube de vapor (Caso 7)
- 5.100 Huella de la nube de vapor (Caso 8)
- 5.101 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 8)
- 5.102 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 8)
- 5.103 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 8)
- 5.104 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 8)
- 5.105 Flamazo de la nube de vapor (Caso 8)
- 5.106 Huella de la nube de vapor (Caso 9)
- 5.107 Vista lateral de la nube de vapor (Caso 9)
- 5.108 Vista frontal de la nube de vapor (Caso 9)
- 5.109 Máxima concentración de la huella de la nube (Caso 9)
- 5.110 Radio de amortiguamiento del chorro de fuego (Caso 9)
- 5.111 Flamazo de la nube de vapor (Caso 9)

INDICE DE ABREVIATURAS

ACR	Análisis Causa Raíz
AD	Alta Densidad
APA	Alta presión A
APB	Alta Presión B
AICHE	American Institute of Chemical Engineers
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing Materials
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion
bpc	Billones de pies cúbicos
CEC	California Energy Comision
CENAM	Centro Nacional de Metrología
CENAPRED	Centro Nacional de Prevención de Desastres
CFR	Code of Federal Regulations
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CCPS	Center for Chemical Process Safety
DEA	Dietanol Amina
DGGIMAR	Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Altamente Peligrosas
DN	Diámetro Nominal
DNV	Det Norske Veritas
DOT	Department of Transportation
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación
EIA	Energy Information Administration
ETA	Event Tree Analysis
ESD	Emergency Shutt-down Dispositives
FERC	Federal Energy Regulatory Comision
FFF	Flash Fraction Factor
GLP	Gas licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GRENA	Guía de Respuesta de Emergencia Norteamericana
GRI	Gas Research Institute
HDS	Hoja de Datos de Seguridad
HRC	Hydrocarbon Risk Consultants
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
ISO	International Standards Organization
LFMN	Ley Federal de Metrología y Normalización
LII	Límite Inferior de Inflamabilidad
LSI	Límite superior de inflamabilidad
MEA	Monoetanol Amina
mmpcd	Millones de pies cúbico por día
MPA	Media Presión A
MPB	Media Presión B
MPC	Media Presión C

MPPO	Máxima Presión de Operación
NFPA	National Fire Protection Agency
NGSA	Natural Gas Supply Association
NMX	Norma Mexicana
NOM	Norma Oficial Mexicana
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PFF	Pool Fire Factor
PGPB	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PPA	Programa de Prevención de Accidentes
PRCI	Pipeline Research Council International
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SIS	Safety Instrumented System
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
UNEP	United Nations Environment Programme
VCF	Vapour Cloud Fire

RESUMEN

En la actualidad debido al desarrollo económico la sociedad cada vez demanda mayores consumos energéticos para satisfacer sus necesidades y promover el desarrollo industrial. El sector eléctrico es uno de los más grandes consumidores de energía, que proviene principalmente de la combustión de hidrocarburos como el diesel, combustóleo y gas natural.

El gas natural es un hidrocarburo compuesto principalmente por metano (90%) con trazas de etano, propano y otros gases. Este combustible tiene como principales ventajas que es limpio (casi no trae consigo hidrocarburos pesados) y económico. El gas natural es un producto primario que proviene de los yacimientos de gas y secundario de los yacimientos de crudo.

A pesar de sus ventajas, el gas natural es por naturaleza una sustancia peligrosa (inflamable) que si no se maneja adecuadamente durante su almacenamiento, transporte y distribución, puede ocasionar grandes riesgos de incendio y explosiones. Las principales instalaciones que pueden resultar afectadas son: complejos industriales, terminales de almacenamiento, estaciones de compresión, sistemas de ductos, zonas rurales y urbanas con alta densidad poblacional.

El manejo y transporte del gas natural comparado con el transporte de hidrocarburos como gasolinas no presenta un gran historial de accidentes catastróficos debido al desarrollo de tecnologías más seguras y un mayor compromiso hacia la seguridad y protección ambiental por parte de la industria y el sector gubernamental. Sin embargo, en muchos de los países de tercer mundo, como México, los sistemas de transporte y distribución presentan serias deficiencias que no garantizan su operabilidad segura. Entre las más importantes se encuentran el saqueo ilícito de combustible (tomas clandestinas), infraestructura obsoleta (sistemas con más de 20 años de servicio), falta de mantenimiento, invasión de los derechos de vía de los gasoductos, etc. Los sitios más afectados son las zonas rurales y urbanas. De igual manera, la invasión de los derechos de vía ha propiciado que la población civil se encuentre más vulnerable a sufrir algún daño o percance por estar cerca de lugares de alto riesgo.

Este trabajo surgió del interés por conocer y evaluar los riesgos que se ocasionarían por el manejo del gas natural en terminales de almacenamiento, redes de transporte y distribución. Para el logro del objetivo se propuso una serie de escenarios de riesgo significativos que se modelaron utilizando un paquete comercial de computadora. La información necesaria incluyó: propiedades termodinámicas, dispersión de la nube de gas y radios de afectación por radiación térmica.

Con el conocimiento de los escenarios propuestos y el resultado del análisis de consecuencias, se propusieron una serie de medidas de prevención y mitigación que ayudarían a minimizar el impacto a la población y al ambiente causado por algún evento accidental de fuga e incendio. Esta información se puede utilizar como una referencia para los equipos de respuesta a emergencia y la elaboración de estudios de riesgo más profundos.

Objetivos generales

Los objetivos generales de la tesis fueron:

1. Evaluar los riesgos ocasionados por el almacenamiento, transporte y distribución del gas natural en México, utilizando un modelo matemático.
2. Proponer una serie de medidas de seguridad preventivas que minimicen el riesgo de impacto a la población civil y al ambiente por fugas, explosión y/o incendio del gas natural durante su almacenamiento, transporte y distribución.

Objetivos particulares

Los objetivos particulares fueron:

1. Recopilar información a nivel nacional e internacional sobre accidentes que involucraron gas natural con información proporcionada por fuentes hemerográficas y dependencias gubernamentales.
2. Definir la problemática en materia de seguridad en la distribución del gas natural considerando la información disponible en asociaciones profesionales, dependencias gubernamentales, así como en medios de información impresa y electrónica.
3. Tener un panorama general sobre la historia, usos, formas de obtención y producción del gas natural en México, con base en la información disponible en los organismos paraestatales.
4. Describir la peligrosidad del gas natural y sus productos de combustión con base en sus propiedades fisicoquímicas y toxicológicas utilizando información especializada.
5. Señalar las principales formas de almacenamiento, transporte y distribución del gas natural en el país, utilizando información gubernamental y asociaciones.
6. Describir el marco legal y normativo del gas natural tomando en cuenta las fuentes de información nacional.
7. Modelar matemáticamente escenarios de alto riesgo con gas natural empleando un paquete comercial adecuado a sus circunstancias.
8. Analizar los resultados obtenidos del modelado considerando los escenarios seleccionados.
9. Proponer una serie de medidas de prevención y seguridad que minimicen el riesgo provocado por liberación de gas natural en los sistemas de almacenamiento, transporte y distribución.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Historia del gas natural

Las primeras manifestaciones de la existencia del gas natural, datan desde el año 1000 a.C., cuando los griegos adjudicaban poderes místicos y divinos a la combustión del gas natural, este tipo de fenómenos se repitieron en otras regiones como la India, y Persia. Posteriormente, en 900 d.C. los chinos fueron los primeros en descubrir los usos del gas natural, al utilizarlo como medio de calentamiento para potabilizar el agua salada. (Kirk Othmer, 1994)

En Europa en 1785, la Gran Bretaña fue el primer país en comercializar el uso de gas natural obtenido a partir de carbón, al utilizarlo como combustible en el alumbrado de casas y calles. El uso de este tipo de gas natural fue utilizado en los Estados Unidos en 1816 al utilizarlo para alumbrar las calles de la ciudad de Maryland, Baltimore. (Natural gas, 2004)

El gas natural proveniente de la tierra se identificó y descubrió en el año 1626, cuando unos franceses descubrieron a unos indios encendiendo corrientes de gas alrededor del lago Erie. En 1859 el Coronel Edwin Drake encontró el primer yacimiento de aceite y gas natural a una profundidad de 21 m. A partir de este descubrimiento, se construyó una línea de 2" de diámetro con una longitud de aprox. 9 km para abastecer de combustible a la villa de Titusville, PA. (Natural Gas, 2004)

En 1821, el Sr. William Hart cavó el primer pozo con la intención de obtener gas natural en la ciudad de Predonia, Nueva York, posteriormente Hart fundó la primera compañía americana de gas natural. (Natural Gas, 2004)

Durante el siglo XIX, el gas natural se utilizó como medio de iluminación, pero la aparición de la electricidad desplazó su utilización. En 1885, Robert Bunsen ideó un dispositivo que utilizaba una mezcla adecuada de gas con aire, esta invención se utilizó como medio de calentamiento y cocimiento de alimentos. Hasta antes de la Segunda Guerra Mundial, el gas natural encontrado en los yacimientos de crudo y carbón era venteado a la atmósfera o quemado debido a la dificultad de su transporte. (Natural Gas, 2004)

El primer intento de construir una línea de gas natural fué en 1891. La tubería era de aprox. 193 km, que transportaba gas natural de los pozos en Indiana Central hasta la ciudad de Chicago. La tubería era muy rudimentaria y poco eficiente para transportar el gas natural. No fue sino hasta los años 20s y 60s, después de la Segunda Guerra Mundial, cuando se construyeron las redes de transporte de gas, gracias al desarrollo de las técnicas de soldadura e ingeniería de materiales. (Natural Gas, 2004)

A partir de ese momento, la industria del gas se utilizaba en el sector doméstico al proveer combustible a sistemas de calentamiento, estufas, hornos, etc. Posteriormente, el gas se empezó a utilizar también en la industria manufacturera y de proceso. Actualmente, además de todas esas aplicaciones, se utiliza ampliamente como combustible en los sistemas de generación de energía eléctrica (cogeneración), por ser un combustible de bajo costo y limpio. (Natural Gas, 2004).

1.2 Propiedades fisicoquímicas del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución con aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno o bióxido de carbono. Por su origen, el gas natural se clasifica en gas asociado y no asociado. El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite del yacimiento. Éste, a su vez se clasifica como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. (PEMEX, 2002).

Por su composición, el gas natural se clasifica en gas húmedo y seco. El gas húmedo es una mezcla de hidrocarburos obtenida del proceso del gas natural mediante el cual se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, obteniendo un contenido de componentes más pesados que el metano. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en gas húmedo dulce y gas húmedo amargo. Obtenidos de manera similar, el primero se caracteriza por contener productos licuables como gasolinas y gas L.P., en tanto que el segundo, adicionalmente, contiene compuestos corrosivos de azufre. En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo amargo, mientras que el no asociado puede hallarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco. (PEMEX, 2002).

En la tabla 1.1 se presentan los principales constituyentes del gas.

Tabla 1.1
Constituyentes típicos del gas natural

Categoría	Componente	Cantidad, %
Hidrocarburos parafínicos	Metano (CH ₄)	70 – 98%
	Etano (C ₂ H ₆)	1-10%
	Propano (C ₃ H ₈)	Trazas – 5%
	Butano (C ₄ H ₁₀)	Trazas – 2%
	Pentano (C ₅ H ₁₂)	Trazas – 1%
	Hexano (C ₆ H ₁₄)	Trazas – 0.5%
	Heptano y superiores (C ₇ +)	Ninguno – trazas
Hidrocarburos cíclicos	Ciclopropano (C ₃ H ₆)	Trazas
	Ciclohexano (C ₆ H ₁₂)	Trazas
Hidrocarburos aromáticos	Benceno (C ₆ H ₆), otros	Trazas
No hidrocarburos	Nitrógeno (N ₂)	Trazas – 15%
	Bióxido de carbono (CO ₂)	Trazas – 1%
	Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	Trazas – 5%
	Helio (He)	Trazas – 5%
	Agua (H ₂ O)	Trazas – 5%

Fuente: Kumar, 1987.

Como muchos gases, el gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad. Es inodoro, pero se utilizan aditivos odorizantes durante su preparación, para permitir la detección de fugas (NOM-006-SECRE-1999, rige su legislación). El gas natural es uno de los gases inflamables más estables. Presenta signos de inflamabilidad dentro de límites de mezclas con aire desde el 5 hasta el 15%, y su temperatura de ignición se

encuentra entre 594 y 927 °C. Normalmente, el gas natural tiene un poder calorífico de 8900 kcal/m³ (1000 Btu/scf). (Kumar, 1987)

El metano y el resto de los hidrocarburos que forman la mezcla, reaccionan fácilmente con el oxígeno liberando calor, y formando bióxido de carbono y agua principalmente. La reacción de combustión se muestra a continuación:



Esta reacción es exotérmica y libera una energía de 50 kJ/g (12 kcal/g) de metano reaccionado. La energía se puede liberar incrementando la temperatura de la mezcla metano-aire a su temperatura de ignición, en donde la reacción se vuelve autosuficiente produciendo productos de reacción de alta temperatura. A la presión atmosférica, las reacciones son autosuficientes en mezclas metano-aire para concentraciones que van de 5.4 a 14 %vol. (Kirk Othmer, 1994).

En la tabla 1.2 se presentan las propiedades físicas más comunes del gas natural y gas L.P en México.

Tabla 1.2
Propiedades físicas del gas natural y gas L.P a 15.5 °C

Propiedad	Gas natural	Butano
Fórmula	CH ₄	C ₄ H ₁₀
Punto de ebullición, °C	-161.5	0
Gravedad específica del gas (aire = 1)	0.554	2
Gravedad específica del líquido (agua = 1)	0.308	0.584
Kilogramos por m ³ de líquido a 15.5 °C	317.5	584.7
MJ por kg de gas 15.5 °C	55.5	49.2
MJ por m ³ de gas a 15.5 °C	40.8	124.8
m ³ de vapor a 15.5 °C / m ³ de líquido a 15.5 °C	432	234
m ³ de vapor a 15.5 °C / kg de líquido a 15.5 °C	1.5	0.4
Datos de combustión		
m ³ de aire requerido para quemar 1 m ³ de gas	10.58	31.02
Temperatura de ignición en el aire, °C	705	483 - 538
Temperatura de máxima de la flama en el aire, °C	1940	1990
Límites de inflamabilidad		
Porcentajes de mezcla de gas en el aire		
Al límite más bajo %	5	1.9
Al límite más alto %	15	8.5
No. de octanos (Iso-octano=100)	Más de 100	92

Fuente: AMPEGAS, 2004

En México, la NOM-001-SECRE-2003 Calidad del gas natural, establece y rige los parámetros de calidad y especificaciones que se deben cumplir en las operaciones de inyección de gas natural en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, estos parámetros aparecen en la tabla 1.3.

Tabla 1.3
Especificación del gas natural NOM-001-SECRE-2003

Especificación

Propiedad	Unidades	Mínimo	Máximo	Especial
Oxígeno	% Vol	---	0.2	
Inertes				
Nitrógeno (N ₂) +	% Vol	---	5.0	
Bióxido de carbono (CO ₂)	% Vol	---	3.0	
Total inertes	% Vol	---	5.0	
Contenido de licuables a partir del propano (C ₃ +)	l/m ³	---	0.059	0.050 (2005)
O bien, temperatura de rocío de 1 a 8000 kPa	K (°C)		271.15 (-2)	0.045 (2007)
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³		112	
Poder calorífico superior	MJ/m ³	35.42	41.53	---
Índice Wobbe	MJ/m ³	45.8	50.6	---
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	---	6.1	---
Azufre total (S)	mg/m ³	---	258	---
Material sólido	---	---	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en ductos y sus instalaciones. Así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.	
Líquidos	---	---	Libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos	

Fuente: DOF, 2004

1.3 Procesamiento del gas natural

El gas natural se obtiene de la explotación de las reservas subterráneas de hidrocarburos en tierra y litorales marinos. Este hidrocarburo se obtiene de dos tipos de pozos (crudo y gas), en los pozos de crudo el gas presente se le denomina “gas asociado” y éste se puede encontrar en forma libre o en solución. En los pozos de gas el hidrocarburo se denomina “gas no asociado” y está constituido por gas y mezclas de hidrocarburos ligeros semilíquidos.

Para que el gas natural pueda ser considerado una opción energética limpia, de alta calidad y bajo costo, es necesario que el gas extraído de los yacimientos sea procesado para eliminar o minimizar los compuestos indeseables que le confieren características tóxicas y corrosivas.

Una vez extraído el gas, dependiendo de su composición, características y zona geográfica, se trata por una serie de procesos con el fin de eliminar sus principales impurezas. Los principales procesos utilizados son:

1. Remoción de crudo y condensados

Este proceso tiene por objetivo el separar cualquier residuo de crudo proveniente del pozo y condensados asociados, con el fin de evitar la contaminación del gas y recuperar hidrocarburos valiosos (etano). Generalmente se utilizan separadores por gravedad o en algunos casos separadores de presión diferencial de baja temperatura. (NGSA, 2004)

2. Eliminación de humedad

La presencia de agua en el gas natural crea principalmente dos problemas. Primeramente, la mezcla del agua con los gases ácidos (H_2S y CO_2) genera una solución altamente corrosiva que daña las instalaciones de procesamiento así como de transporte y distribución. Y el segundo, es la reacción del agua con hidrocarburos ligeros (etano, propano y butanos) a baja temperatura que produce sólidos denominados hidratos, los cuales se incrustan en los accesorios de los sistemas de transporte de gas, los cuales ocasionan problemas de operación y de seguridad.

Para eliminar la humedad del gas, normalmente se utilizan dos procesos de separación basados en la absorción y la adsorción.

El método de absorción o deshidratación, se basa en la utilización de una sustancia con alta afinidad al agua pero que tenga una gran diferencia en puntos de ebullición para su posterior separación. Principalmente se utilizan soluciones a base de glicoles (Monoetilenglicol, dietilenglicol y trietilenglicol) cuyas temperaturas de ebullición fluctúan entre los 200 °C como medio de absorción. El solvente se recupera posteriormente para su continua utilización. (NGSA, 2004)

El método de adsorción o desecado, se basa en la utilización de sólidos desecantes que proporcionan grandes áreas de contacto para la condensación de la humedad. En este proceso se utilizan agentes de secado como alúmina activada y sílica gel granulada. Estos agentes una vez que alcanzan la saturación, se pueden regenerar haciéndoles pasar una corriente gaseosa a alta temperatura.

3. Endulzamiento de gas y recuperación de azufre

El endulzamiento del gas natural (eliminación de H_2S y CO_2), es de vital importancia desde el punto de vista ambiental, operativo y de seguridad. El H_2S es una sustancia corrosiva, altamente inflamable y tóxica que afecta la integridad mecánica de los equipos, sistemas de transporte y por ende su manejo seguro. Además, el CO_2 es uno de los gases invernadero más importante que contribuye al calentamiento global del planeta.

El endulzamiento del gas amargo se realiza a través de un proceso de absorción que utiliza un medio alcalino a base de aminas (monoetanolamina, MEA, y dietanolamina, DEA), a este proceso se le conoce como "Proceso Girdler". El gas endulzado (bajo H_2S) resultante se envía a las etapas de separación y fraccionamiento de líquidos y el gas ácido (H_2S) se envía a la etapa de recuperación de azufre elemental, "Proceso Claus". En este proceso el gas ácido se pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente a dos reactores catalíticos, donde se realiza la conversión del H_2S en SO_2 y finalmente se reduce a azufre elemental. En la figura 1.1 se muestra el diagrama del proceso de recuperación de azufre. (PEMEX, 2004)

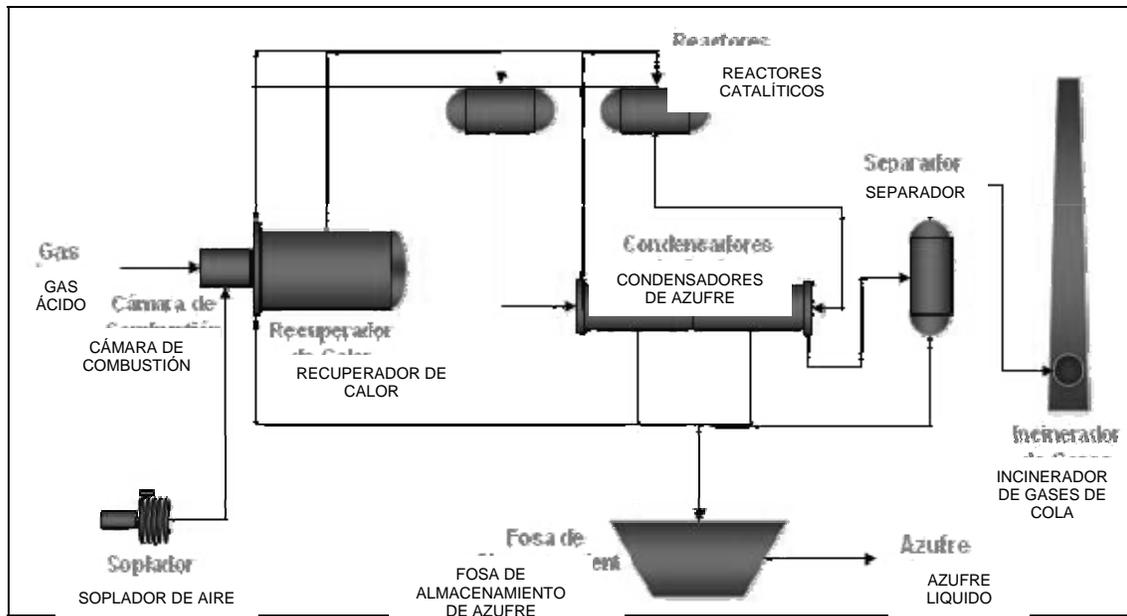


Figura 1.1
Recuperación de azufre elemental "Proceso Claus"

4. Separación y fraccionamiento de componentes líquidos del gas natural

El gas proveniente de los pozos, muchas veces viene acompañado de hidrocarburos más pesados de gran valor económico, por tal motivo se lleva a cabo su separación y fraccionamiento con el fin de aumentar la rentabilidad del proceso y obtener subproductos como materias primas.

La separación de estos compuestos se realiza en dos pasos: Una extracción de los componentes y su posterior fraccionamiento. La extracción se puede llevar a cabo con dos métodos: extracción o separación criogénica.

La extracción por absorción se realiza utilizando un solvente que tenga afinidad por los hidrocarburos de la mezcla (etano, propano, butano, pentano y pesados). El gas se pone en contacto con el solvente de tal manera que el último se enriquece con los hidrocarburos. Posteriormente, se separan por calentamiento los componentes ligeros de la mezcla del solvente. Este proceso ha probado separar en un 75% el butano y en un 85 a 95% el pentano y compuestos más pesados. (NGSA, 2004)

En el proceso criogénico, se recibe gas dulce húmedo del proceso de endulzamiento o directamente de los campos productores. El gas dulce húmedo pasa a una sección de secado donde se remueve el agua casi en su totalidad. Posteriormente se enfría por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Mediante el enfriamiento del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.) los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turbo-expansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún mas esta corriente la cual se alimenta en la parte alta de la torre desmetanizadora. En la figura 1.2 se muestra un diagrama del proceso. (NGSA, 2004)

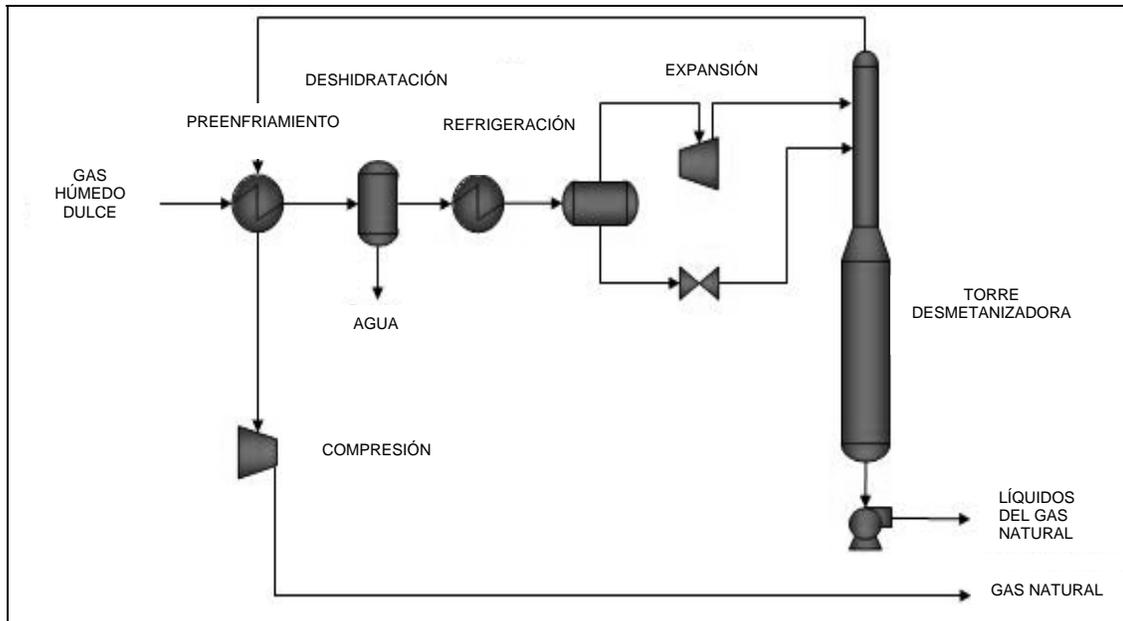


Figura 1.2
Proceso de separación criogénico

El producto principal de este proceso es Gas Residual (gas natural listo para comercialización) para su distribución. No menos importante es el producto denominado Líquidos del Gas Natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, la cual es la carga de las plantas fraccionadoras.

El proceso de fraccionamiento recibe los líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores. Consiste en varias etapas de separación, mediante la operación de destilación, en cada una de las cuales se separa un producto diferente. En la primera sección se separa el etano, en la segunda el Gas LP (propano y butano) y finalmente la nafta (pentanos, hexanos y mas pesados). En la figura 1.3 se muestra el diagrama del fraccionamiento de los líquidos del gas natural. (PEMEX, 2004)

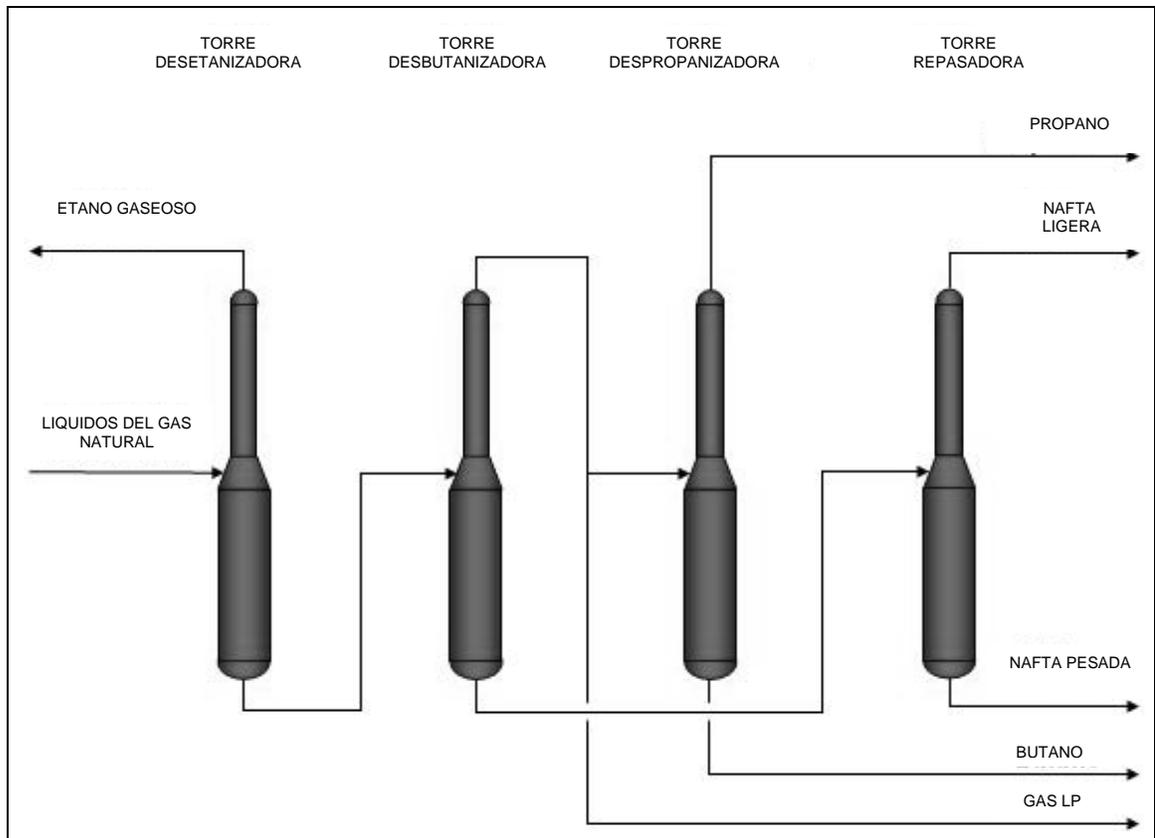


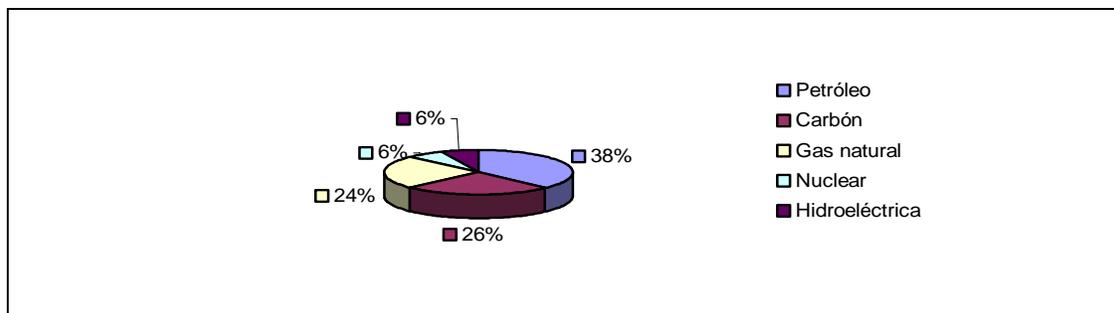
Figura 1.3
Fraccionamiento de líquidos del gas natural

El etano se utiliza como materia prima en las plantas de etileno, el Gas LP se almacena y distribuye como combustible, y finalmente la nafta se comercializa o exporta.

1.4 Usos del gas natural

El gas natural es un hidrocarburo que por su naturaleza ofrece una gran variedad de ventajas. Es un combustible limpio y económico con respecto a otras fuentes. Se utiliza principalmente como fuente de energía (combustible) y en aplicaciones específicas en el sector industrial.

A nivel mundial la generación de energía se ha diversificado en la utilización de diferentes tipos de combustibles. En la Figura 1.4 se muestra la distribución de la utilización de combustibles como fuentes generadoras de energía. (SENER, 2003)



Fuente: SENER, 2003

Figura 1.4
Consumo mundial de energía primaria
(participación)

El gas natural tiene una gran participación en los principales sectores del país: eléctrico, petrolero, industrial, residencial y servicios, y transporte.

En el sector energético, el gas natural se utiliza como combustible en los sistemas de ciclo combinado. El sector eléctrico está constituido por la iniciativa privada y el gobierno y su consumo representa el 31% del total. (SENER, 2003)

En el sector petrolero, la paraestatal Petróleos Mexicanos presenta el mayor consumo, aproximadamente un 41%. En este ámbito, el gas natural se utiliza como materia prima para los procesos petroquímicos como la producción de amoníaco, acetileno, plásticos, así como combustible y otros usos. (SENER, 2003)

En el sector industrial no petroquímico, el gas natural se utiliza en las industrias de los metales básicos (producción de acero y hierro), productos químicos (hule y plásticos), productos alimenticios y bebidas, y en la industria de la cerveza y la malta. (SENER, 2003)

La rama de las industrias básicas del hierro y acero incluye todo el proceso de transformación, desde la reducción del mineral y la fundición, hasta la obtención de productos vaciados, laminados, forjados y laminados soldados. (SENER, 2003)

La rama química, hule y plásticos, incluyen la producción de fertilizantes, resinas sintéticas, fibras químicas, productos farmacéuticos, jabones, detergentes, cosméticos, productos de hule, artículos de plástico y otros productos como insecticidas y pinturas. En este grupo, la rama de la química básica es la más significativa, no solo por los altos niveles de producción, sino porque la mayoría de sus productos sirven de insumos al resto de las ramas en esta categoría. Los productos más importantes son ácidos, bases, sales orgánicas e inorgánicas y algunos productos petroquímicos que no son procesados por instalaciones de Pemex Petroquímica básica. (SENER, 2003)

El grupo de los productos alimenticios, bebidas y tabaco, está integrado por: carnes y lácteos, preparación de frutas y legumbres, molienda de trigo, molienda de maíz, beneficio y molienda de café, aceites y grasas comestibles, alimentos para animales, otros productos alimenticios, bebidas alcohólicas, refrescos y aguas, y tabaco. (SENER, 2003)

Otras aplicaciones en la industria, son las siguientes:

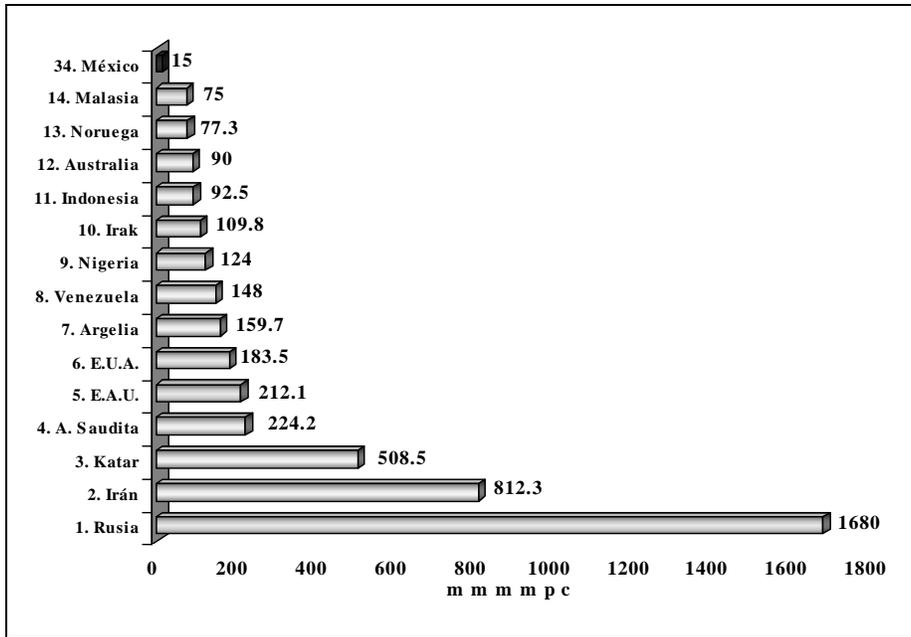
- Cerámica: debido al menor contenido de contaminantes y al poder calorífico de los combustibles gaseosos, es posible efectuar el calentamiento directo del producto, lo que permite obtener un grado de combustión elevado y construir hornos más pequeños. (Minem, 2004)
- Industria del vidrio: las propiedades físico-químicas del gas natural han permitido la construcción de quemadores que proporcionan una llama que brinda la luminosidad y la radiación necesarias para conseguir una óptima transmisión de calor en la masa de cristal. (Minem, 2004)
- Industria textil: se utiliza para el acabado de las fibras, este proceso requiere mantener una presión constante del gas natural. (Minem, 2004)
- Industria del cemento: consume una considerable cantidad de energía térmica, representando el combustible entre un 25 y un 40% del costo total del producto. (Minem, 2004)

En el sector residencial y de transporte, su utilización es mínima comparada con los otros sectores, sin embargo, su utilización se está incrementando debido a sus ventajas competitivas con respecto a las otras fuentes de combustible. Las ventajas son atribuidas a su bajo costo, el mínimo impacto ambiental que provoca y la seguridad en su manejo y distribución. En el sector residencial, el gas natural se utiliza como combustible para la preparación de alimentos y el acondicionamiento de agua. Además, en oficinas o instalaciones que se encuentran ubicadas en regiones climáticas extremas, se utiliza el gas en sistemas de calentamiento o refrigeración.

En el transporte el gas se utiliza como combustible para vehículos tanto particulares como públicos. Se utiliza gas comprimido como combustible y compite comercialmente con la gasolina y el gas LP.

1.5 Economía del gas natural

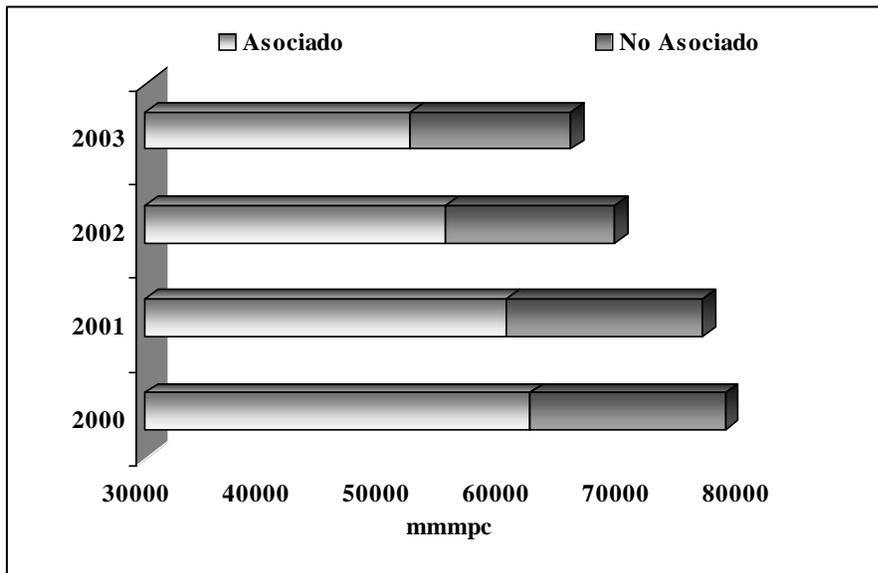
En la actualidad el gas natural es la tercera fuente de energía más importante, después del petróleo y el carbón. En 2002 las reservas mundiales de gas natural permanecieron prácticamente sin cambio ya que reportaron un ligero ascenso de 0.2% respecto del año anterior para totalizar 5,508 billones de pies cúbicos (bpc). En los últimos años estas se han incrementado a una tasa anual de 1.2%, en contraste con las reservas de petróleo crudo, que lo han hecho a 0.4% anual. De esta forma, la relación reservas / producción de gas natural es de 60.7 años, en tanto que la del petróleo es de 40.6 años. En la figura 1.5, se muestran las reservas mundiales probadas de gas natural seco a finales del 2003. (SENER, 2003)



Fuente: SENER, 2003

Figura 1.5
Reservas mundiales probadas de gas natural seco

En México las reservas remanentes totales (incluidas reservas probadas, posibles y probables) de gas natural ascienden, al 1 de enero de 2003, a 65,432.9 miles de millones de pies cúbicos (mmpc), de los cuales cerca del 79.5% corresponden a gas asociado y el 20.5% restante a gas no asociado. En la figura 1.6 se señalan las reservas de gas natural por tipo.

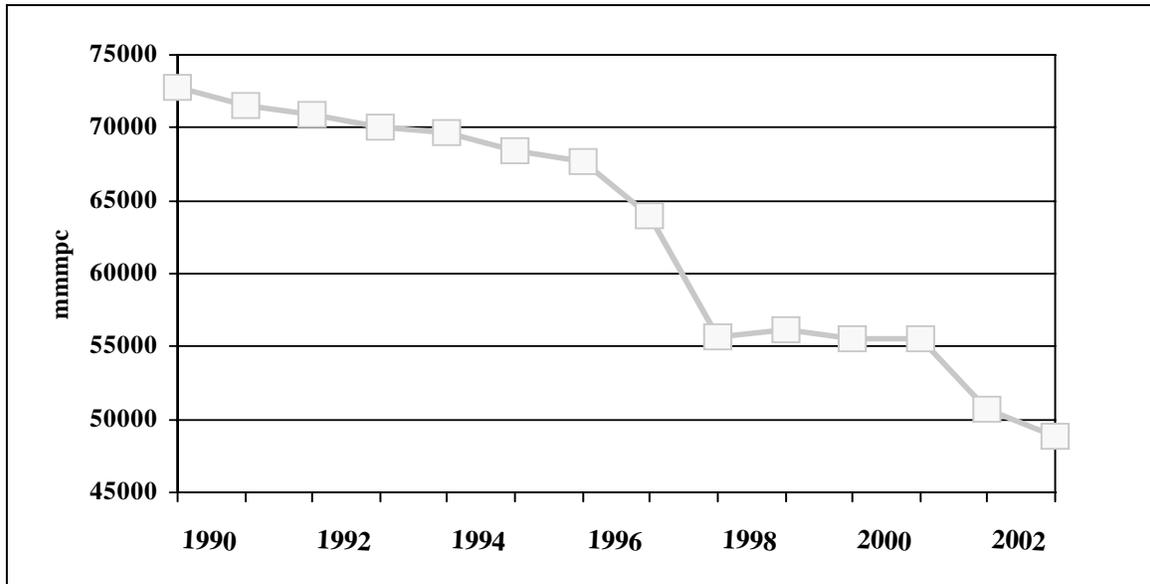


Fuente: SENER, 2003

Figura 1.6
Reservas de gas natural 2000 - 2003

Con respecto al año 2000, las reservas de gas natural han disminuido en una proporción de 16% a una tasa media de crecimiento anual de - 5.75%. (SENER, 2003)

Entre 1990 y 2002, las reservas totales de gas seco disminuyeron en un 38% con una tasa media anual de crecimiento de -3.2% tal y como se observa en la figura 1.7. (SENER, 2003)



Fuente: SENER, 2003

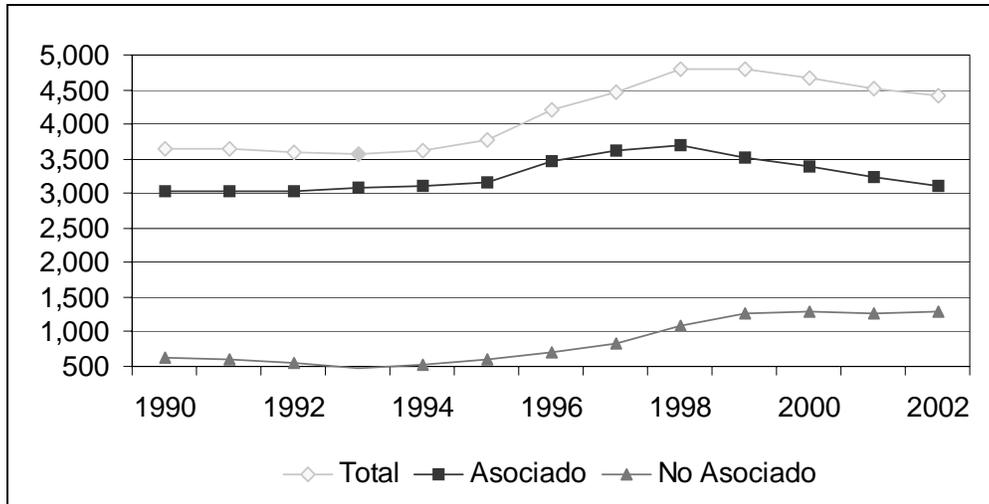
Figura 1.7
Evolución de las reservas de gas seco 1990-2002

Nota: A partir de 1999 las reservas son cuantificadas con una nueva metodología, por lo que es necesario reiterar la advertencia que las cifras no son comparables. Obedecen a diferentes definiciones, criterios, métodos e, inclusive, diferentes factores de medición y conversión.

Producción

La extracción y producción total de gas natural a partir de los yacimientos es responsabilidad de PEMEX Exploración y Producción (PEP), subsidiaria que cuenta con distintos Activos de Producción, agrupados en las cuatro regiones que la componen.

Entre 1990 y 2002, la producción de gas natural en México se incrementó 21.14%, pasando de 3,651 millones de pies cúbicos por día (mmpcd) a 4,423 mmpcd. No obstante, entre 2001 y 2002, la producción se redujo 2% debido a una contracción de cuatro puntos porcentuales en la producción de gas asociado en los campos de Abkatún, Pol-Chuk y Samaria-Sitio Grande. En la figura 1.8 se muestra la evolución en la producción de gas natural en México. (SENER, 2003)



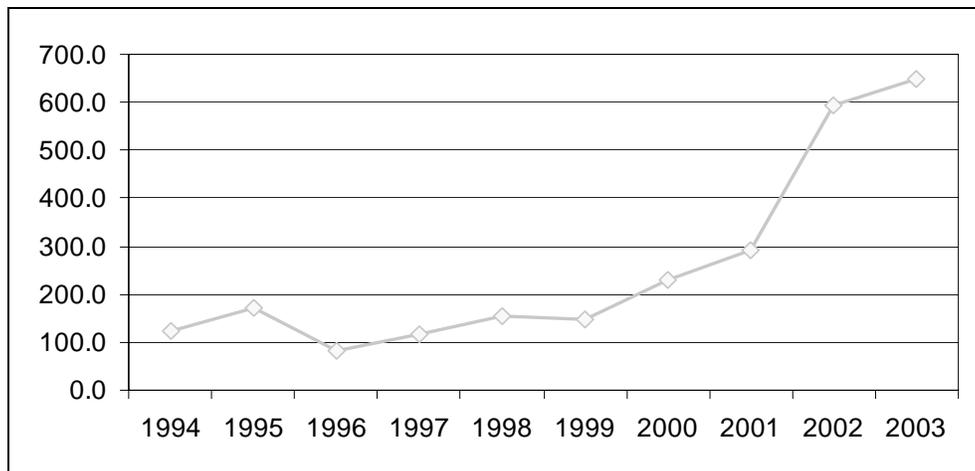
Fuente: SENER, 2003

Figura 1.8
Evolución en la producción de gas natural 1990-2002
millones de pies cúbicos diarios

De los 4,423.5 mmpcd producidos en promedio durante 2002, el 70.5% fue de gas asociado, en tanto que el 29.5% restante correspondió a gas no asociado. (SENER, 2003)

Importación

En la actualidad, el creciente incremento en la demanda en el sector eléctrico e industrial, e incluso en el propio sector petrolero, provocó importaciones de gas natural proveniente de E.U.A. por 592.2 mmpcd, volumen que duplicó los 292.2 mmpcd obtenidos durante 2001. Con respecto a 1994, el crecimiento de las importaciones de gas natural reviste un incremento cercano al 400 por ciento. En la figura 1.9 se muestra la evolución de las importaciones de gas natural en los últimos años. (SENER, 2003)



Fuente: SENER, 2003

Figura 1.9
Evolución de las importaciones de gas natural 1994-2002
(millones de pies cúbicos diarios)

Consumo

Durante 2002, el consumo mundial de gas natural seco presentó un incremento de 2.8% respecto al 2001. El mayor ascenso se presentó en la región Asia Pacífico con 4.8%, donde destacan países como Tailandia, Corea del Sur y China, seguido por Norteamérica. En esta última región sobresale México y Estados Unidos con variaciones de 8.0 y 3.9% respectivamente. (SENER, 2003)

En México, el consumo de gas natural continuó con su tendencia ascendente como resultado del comportamiento positivo de la economía mexicana durante 2002, alcanzando un incremento de 11.4% respecto a 2001. De esta manera el consumo nacional se ubicó en 4,855 mmpcd. (SENER, 2003)

A escala sectorial, los requerimientos del sector eléctrico mostraron el aumento más importante (30.2%) para ubicarse en 1,505 mmpcd. Así, su tasa media de crecimiento se ubica en 13.9%, lo que consolida el sector eléctrico como el de mayor dinamismo en el mercado. (SENER, 2003)

El sector industrial, a excepción de Pemex Petroquímica, mostró una recuperación de 9.2% en el último año, comparado con el resultado de 2001, para ubicarse en 1,260 mmpcd. En la tabla 1.4 se muestran los consumos de gas natural en los últimos años. (SENER, 2003)

Tabla 1.4
Consumo de gas natural 1993 -2002
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Total	3,040	3,235	3,349	3,605	3,764	4,060	3,992	4,326	4,358	4,855	5.3
Petrolero	1,126	1,210	1,205	1,406	1,564	1,729	1,622	1,843	1,961	1,994	6.6
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	3.4
Recirc. Int.	388	459	510	672	809	904	777	930	967	999	11.1
Total sin Pemex	1,914	2,026	2,144	2,198	2,201	2,331	2,370	2,484	2,397	2,861	4.6
Industrial	1,372	1,406	1,482	1,525	1,468	1,503	1,472	1,393	1,154	1,260	-0.9
Pemex PQ	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	-8.2
Otras	738	748	801	868	888	966	1,023	1,020	838	965	3.0
Eléctrico	465	546	589	596	653	756	821	1,011	1,158	1,505	13.9
Público	385	465	494	492	538	639	705	870	987	959	10.7
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	140	170	546	23.8
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	1.5
Servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9
Transp. vehic.	---	---	---	---	---	---	1	1	1	2	-

Fuente: SENER, 2003

Ante la preferencia de un mayor número de usuarios por el uso de gas natural en el sector residencial y servicios, este sector observó un comportamiento positivo. Este sector presentó un consumo promedio de gas natural de 71 mmpcd en 2002, con un aumento de 10.9% con respecto al año anterior, siendo el mayor de los últimos 10 años. En la tabla 1.5, entre los años 1998 y 1999 se observó una aparente disminución en el consumo, sin embargo este comportamiento obedeció a que en estos años hubo un traspaso de las redes de distribución hacia los particulares, esto condujo a una reclasificación de sus clientes de acuerdo al sector correspondiente.

El sector servicios pasó de 15 mmpcd en 1993 a 22 mmpcd en 2002 teniendo un incremento de 4.8% anual. (SENER, 2003)

Tabla 1.5
Consumo de gas natural de los sectores residencial y de servicios
1993 -2002
(Millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	1.5
Servicios	15	15	16	17	18	17	19	20	21	22	4.9

Fuente: SENER, 2003

Asimismo, en el sector transporte se presentó un aumento en el uso de este combustible. Actualmente se cuenta con cuatro estaciones de servicio de gas natural comprimido (GNC). El consumo del GNC pasó de 1.3 mmpcd que se registró en 2001 a 1.9 mmpcd en 2002, como resultado de un mayor número de conversiones al uso de este combustible.

1.6 Efectos toxicológicos

El gas natural presenta las siguientes características toxicológicas:

Con base en sus propiedades fisicoquímicas, el gas natural se considera una sustancia altamente inflamable y bajo ciertas condiciones explosiva, clasificada como Clase II División 2.1 de acuerdo al sistema de la ONU (No. ONU: 1971 y 1972). En cuanto a los riesgos a la salud y reactividad, el gas natural no presenta peligro alguno. (GRENA, 1996)

La Asociación Nacional de Protección Contra Fuego (NFPA por sus siglas en inglés), según el rombo de clasificación de materiales peligrosos, clasifica al gas natural con 4 en inflamabilidad, y 1 a la salud. El gas natural es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero actúa como excluyente 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. (HDS, 2004)

1.7 Características peligrosas del gas natural

El gas natural es una sustancia peligrosa inflamable que por su naturaleza química en presencia de una atmósfera con oxígeno y una fuente de ignición ocurre una reacción química que genera una gran cantidad de energía en forma de luz y calor.

El gas natural presenta características de inflamabilidad cuando una mezcla de gas con oxígeno se encuentra entre los límites superior e inferior de inflamabilidad y encuentra una fuente de ignición. Debido a que esta sustancia se utiliza como una fuente confiable de energía para la industria y sociedad, grandes cantidades de gas se almacenan, transportan y distribuyen a lo largo del país. Sin embargo, el manejo inadecuado de esta sustancia puede ocasionar graves accidentes de incendio y explosión causando graves daños a la población y el ambiente.

Los eventos que se pueden presentar en una red de distribución y aprovechamiento de gas natural se pueden agrupar en los cuatro apartados siguientes:

- Fuga de gas
- Incendio

- Explosión o deflagración
 - Asfixia
- (Gas Natural, 2005)

En el caso del GNL las propiedades fisicoquímicas son diferentes y de igual manera los peligros que presenta. A continuación se describen los principales:

- Temperatura criogénica (-162 °C)
- Sustancia altamente inflamable
- Características de la dispersión del vapor

Como líquido, el GNL no es inflamable ni explota. El metano es el compuesto mayoritario de la mezcla, el cual es incoloro, inodoro e insípido, y se clasifica como un asfixiante para el ser humano. El GNL se vaporiza rápidamente cuando se expone a fuentes de calor ambientales tales como agua, aire o suelo. Cuando el GNL se evapora, se producen de 620 a 630 metros cúbicos de gas (condiciones normales de temperatura y presión) por cada metro cúbico de líquido evaporado. (FERC, 2004)

Cuando existe un derrame de líquido en el agua, el GNL producirá una nube de vapor flotante (los vapores fríos son más densos que el aire y permanecen cerca de la superficie). Conforme la nube se mezcla con el aire, ésta se calentará y dispersará hacia la atmósfera. Si la nube de vapor inflamable no encuentra ninguna fuente de ignición a su paso, la nube se desplazará en dirección del viento hasta que los efectos de dispersión diluyan la concentración de la nube por debajo del límite inferior de inflamabilidad (LII). Debajo de este punto, la relación vapor/aire de la nube es insuficiente para encenderse. De igual manera, si la nube de vapor presenta una relación vapor/aire superior al 15% (LSI), ésta no se incendiará debido a que la nube es demasiada rica en combustible para incendiarse. (FERC, 2004)

El alcance o distancia que una nube de vapor inflamable puede lograr es una función del volumen derramado de GNL, su velocidad de liberación, y las condiciones meteorológicas prevalecientes. En el caso en que una nube inflamable se encienda, por cualquier evento o fuente, la flama se encenderá y regresará a la fuente del vapor, con lo que la nube no podrá seguir desplazándose sobre el terreno. (FERC, 2004)

Si una mezcla vapor-aire inflamable se produce por un derrame y se enciende por alguna fuente de ignición, el resultado será una bola de fuego (flash fire), un fuego de corta duración donde los vapores del gas y el aire previamente mezclados se incendian en concentraciones de inflamabilidad.

Si una mezcla metano-aire sin confinar se quema lentamente, esta tiende a encender todos los materiales combustibles dentro de la nube de vapor, mientras que una llama rápida tiende a producir incendios rápidos (flamazos) en vez de proseguir con una combustión auto suficiente. (FERC, 2004)

A pesar de que los vapores de GNL pueden explotar (crear grandes sobrepresiones) si se encienden en un espacio confinado, no existe evidencia que sugiera que el GNL es explosivo cuando se incendie en áreas abiertas no confinadas. Hasta este momento, se han llevado a cabo experimentos para determinar si una mezcla metano-aire no confinada explota, pero los resultados han sido negativos. (FERC, 2004)

Por tal motivo, los principales peligros que presenta el GNL son los causados por la dispersión de una nube inflamable y radiación térmica. Comparado con otros hidrocarburos, el GNL es menos peligroso que el gas licuado de petróleo (GLP) y el etileno licuado, los cuales presentan: (1) mayores gravedades específicas, (2) una mayor tendencia a formar nubes de vapor explosivas, (3) menores energías de ignición, y (4) mayores velocidades de incendio. El GNL no es tóxico y se evapora rápidamente, por lo tanto, a largo plazo los impactos ambientales provenientes de una liberación son despreciables si no se presenta la ignición de los vapores de gas natural. (FERC, 2004)

Peligros de fuego

Existen 3 tipos de fuego que se pueden observar en situaciones donde se maneje gas natural o los más importantes a considerar, estos son:

- Alberca de fuego (pool fire). Una alberca de líquido se forma cuando un líquido inflamable se libera de un recipiente o tubería. Al formarse la alberca algo del líquido se evapora y si los vapores inflamables encuentran un fuente de ignición, la flama puede viajar de regreso al sitio del derrame formando así una alberca de fuego, la cual involucra el incendio del vapor presente en la parte superior de la alberca de líquido conforme éste se evapora de la alberca y se mezcla con el aire. (FERC, 2004)
- Chorro de fuego (Jet fire). Si gases comprimidos o licuados se liberan de recipientes o tuberías, los materiales que se descargan a través del orificio, formarán un chorro de gas que sale y se mezcla con el aire del ambiente. Si el material encuentra una fuente de ignición cuando se forma una nube de gas en el rango de inflamabilidad, existe la posibilidad de que se produzca un chorro de fuego. Para GNL almacenado a baja presión como un líquido, como en el caso de un buque tanque de GNL, este tipo de fuego es improbable. Chorro de fuego pueden ocurrir durante las operaciones de carga y descarga cuando las presiones se aumentan para bombear el material. Estos tipos de fuego podrían causar daños severos pero generalmente el daño sería a nivel local. (FERC, 2004)
- Flamazo (Flash fire). Cuando un material volátil inflamable se libera a la atmósfera, se forma y dispersa una nube de vapor. Si la nube de vapor resultante se enciende antes de que esta se diluya por debajo de su límite inferior de inflamabilidad, podría ocurrir un incendio instantáneo de la mezcla en forma de flamazo. La combustión normalmente ocurre dentro de algunas porciones de la nube de vapor (donde el material se mezcla con aire en concentraciones de inflamabilidad) más que toda la nube. Un flamazo podría incendiarse de regreso al punto de liberación, resultando en una alberca o chorro de fuego pero es poco probable que se generen daños de sobrepresión (explosión) cuando no se encuentra confinado. (FERC, 2004)

1.8 Accidentes que involucraron gas natural

Accidentes internacionales

El Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP), reporta los siguientes desastres ocurridos en los últimos años en el mundo que involucraron el manejo de gas natural.

- En el año de 1994 en la ciudad de Seul, Korea ocurrió una explosión en el centro de la ciudad ocasionando 7 muertos, 50 heridos y más de 10,000 evacuados. (UNEP, 2005)
- En el año de 1993 en la ciudad de Bahoe, China ocurrió una explosión donde se reportaron 70 muertos. (UNEP, 2005)
- En el año de 1970 en la ciudad de Agha Jari, India ocurrió una explosión donde se reportaron 34 muertos y más de 100 heridos. (UNEP, 2005)

De acuerdo a la PROFEPA a nivel internacional se reportaron los siguientes accidentes con gas natural:

- En la salida de una estación de compresión de gas, se presentó la ruptura de una línea de 36 pulg en el ensamblado de una válvula de compuerta. El ducto se torció y se originó un pequeño orificio, exponiendo una línea de 34 pulg de diámetro de la descarga de la turbina. La tubería de 36 pulg de diámetro se dobló alrededor de la línea de 34 pulg, debido a la fuerza de la presión de 950 psi a la cual escapaba el gas natural. El chorro de gas se incendió y alcanzó un edificio de compresión que estaba a 75 metros de distancia: dos turbinas de 20,000 hp fueron destruidas y una resultó con daños, los edificios de control y medición que estaban a 183 m fueron destruidos, así como también el edificio de compresores y el taller. El flujo en el ducto se suspendió automáticamente por medio del cierre de las válvulas que se encontraban a 24 km de distancia, sin embargo el gas remanente en el ducto continuó quemándose por 3 horas aproximadamente. (PROFEPA, 2005)
- Una casa fue dañada debido a una explosión resultante de la separación de la conexión entre la línea de servicios de plástico y el accesorio de compresión instalado en la línea antes del medidor. Algunas excavaciones se habían llevado a cabo semanas antes del incidente para instalación de drenajes, el terreno no fue rellenado con seguridad. El accidente se reportó en 1988. (PROFEPA, 2005)
- Una tubería de hierro fundido de 4 pulg se fracturó tangencialmente resultando en una explosión seguido de un incendio en una residencia en Nueva Jersey. La pipa se había debilitado debido a la corrosión, la falla fue originada por fuerzas externas, el cabezal de hierro fundido fue remplazado por tubería aprobada de plástico. Enero, 1987. (PROFEPA, 2005)
- Una tubería de gas de 30 pulg que operaba a una presión de 987 psi, se rompió en Kentucky, la causa probable fue debido a la corrosión en la tubería que tenía 29 años de haber sido instalada. La ruptura se extendió hasta 145 m y expuso la tubería fuera del subsuelo y otra tubería paralela adyacente de 12 m. (PROFEPA, 2005)

Accidentes nacionales

Los eventos registrados por la PROFEPA que involucran gas natural durante el periodo de 1993 a 1998 se describen a continuación:

SUSTANCIA	1993	1994	1995	1996	1997	1998
GAS NATURAL	4	16	9	7	7	9

Fuente: PROFEPA, 1998.

De los accidentes ocurridos durante el periodo de 1993-1998, se mencionan a continuación algunos de ellos.

- Explosión en el complejo procesador de gas Cactus, Chiapas. Este acontecimiento fue originado por el manejo de Etano Plus; sin embargo, se considera de importancia ésta experiencia, porque se suscitó en una instalación de gas, donde se maneja también gas natural (1996). Ver figura 1.10. (ACR, 2007)



Fuente: PROFEPA. Subprocuraduría de Auditoría Ambiental

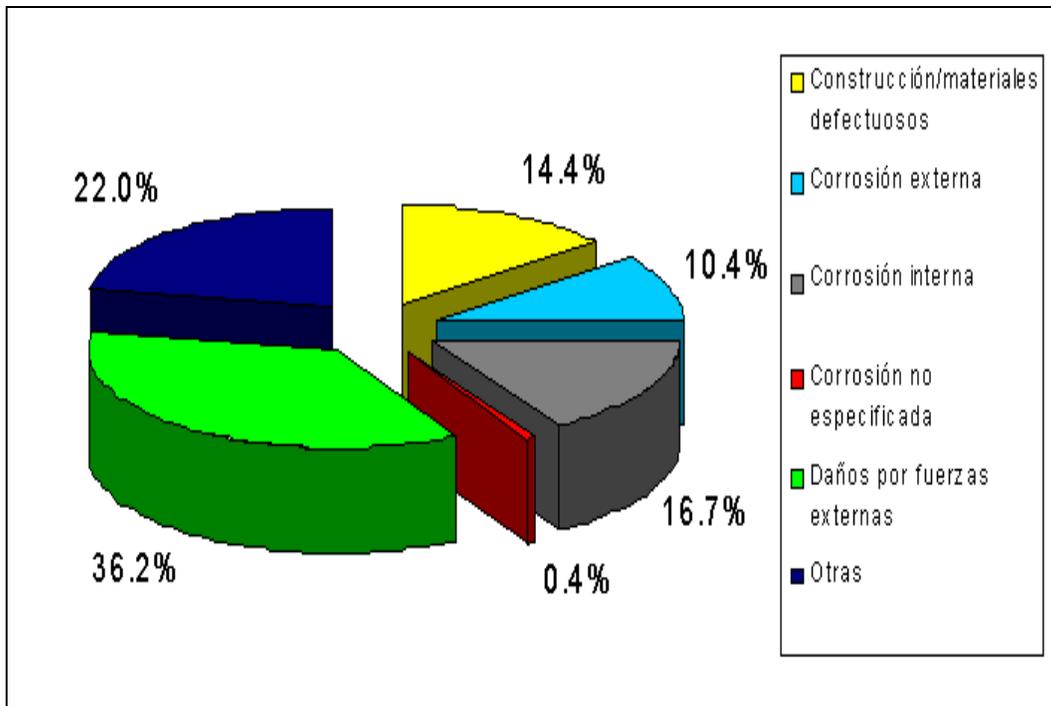
Figura 1.10
Imágenes de la explosión del Complejo Cactus

- Fuga de gas natural en un gasoducto en Villahermosa, Tabasco. No hubo daños al ambiente, y las acciones llevadas a cabo, consistieron en: Reparación de la fuga, sustituyendo un tramo de 195 m de tubería en el gasoducto. (1993). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas natural en un gasoducto en Villahermosa, Tab. El volumen de la fuga fue de aproximadamente 10 m³, con afectación de un área de 3,200 m. Se bloqueó la tubería mediante el cierre de la válvula y el remanente se desfogó. (1993). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas natural con un volumen despreciable, no hubo área afectada. Se bloqueó la línea de gas y desfogó el remanente, posteriormente se cambiaron los carretes dañados. (Villahermosa, 1993). (PROFEPA, 2005)
- Explosión en la red de distribución de gas natural en Coahuila, derivado de varias fugas en la línea de gas en la explosión hubo dos heridos. Las medidas llevadas a cabo fueron: Renovación de la tubería de gas, reparación de fugas en medidores y un estudio de evaluación del área afectada.(1994). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas natural en el centro de regulación de gas, la fuga se produjo durante el mantenimiento al purgar la válvula de salida del gas. Se acordonó el área, evacuación de familias en un radio de 100 m a la redonda y suspensión de tráfico. No hubo daños al medio ambiente, ni pérdidas humanas; sin embargo se reubicó el centro de regulación del ducto. (Nvo. León, 1994). (PROFEPA, 2005)

- Flamazo en un gasoducto de 36 pulg de diámetro en Villahermosa seguido de una explosión, debido a un corto circuito del cable de suministro de energía eléctrica, cuando se realizaba el cambio de la válvula de 36 pulg. El personal de contraincendio sofocó el siniestro, hubo 11 lesionados con quemaduras. (1994). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas natural en el sistema de transportación por ducto de Monclova, Coah. derivado de una sobrepresión en la estación de regulación, por lo que se activó la válvula de seguridad, provocando una emisión de 50 m³ de gas. No se registraron afectaciones al ser humano. Se realizó la recalibración de la válvula de seguridad, con el fin de que se encontrara en óptimas condiciones en caso de ocurrir otra sobrepresión en el sistema. (1995). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas natural seguida de un incendio en la línea de descarga de la compresora que succiona Gas Marino y Mesozoico, propagándose en toda la máquina y dirigiéndose a los cabezales de llegada y salida del gas de la compresora. Hubo cuatro bomberos lesionados con quemaduras de primer grado y emisiones de humo de la combustión al aire. Como acciones de emergencia se realizó el bloqueo del suministro de gas Marino y Mesozoico al Complejo y la Brigada Contra Incendio sofocó el incendio (Chiapas, 1995). (PROFEPA, 2005)
- Fuga de gas en un gasoducto, derivado del mal estado de la válvula de salida del gas, en la cual se originó la fuga. Se acordonó el área y se realizó la reposición de la válvula inmediatamente. No hubo lesionados. (Jalisco, 1995). (PROFEPA, 2005)
- Explosión en el cuarto de control de un laboratorio químico, al tomar una muestra de la corriente de gas natural. Lo anterior se originó al formarse una atmósfera de hidrógeno que al contacto con la fuente de ignición, produjo la explosión. Se registró una pérdida humana. (Tamaulipas, 1995) (PROFEPA, 2005)
- Explosión de gas natural en un ducto, originado al momento de seccionar con un soplete una línea abandonada que contenía remanentes de gas, hubo dos personas lesionadas a las que se les proporcionó atención médica inmediata. Posteriormente, se realizó la verificación de que los tramos de tubería que se iban a retirar no contuvieran residuos de gas, para evitar algún evento subsecuente. (Tabasco, 1995). (PROFEPA, 2005)

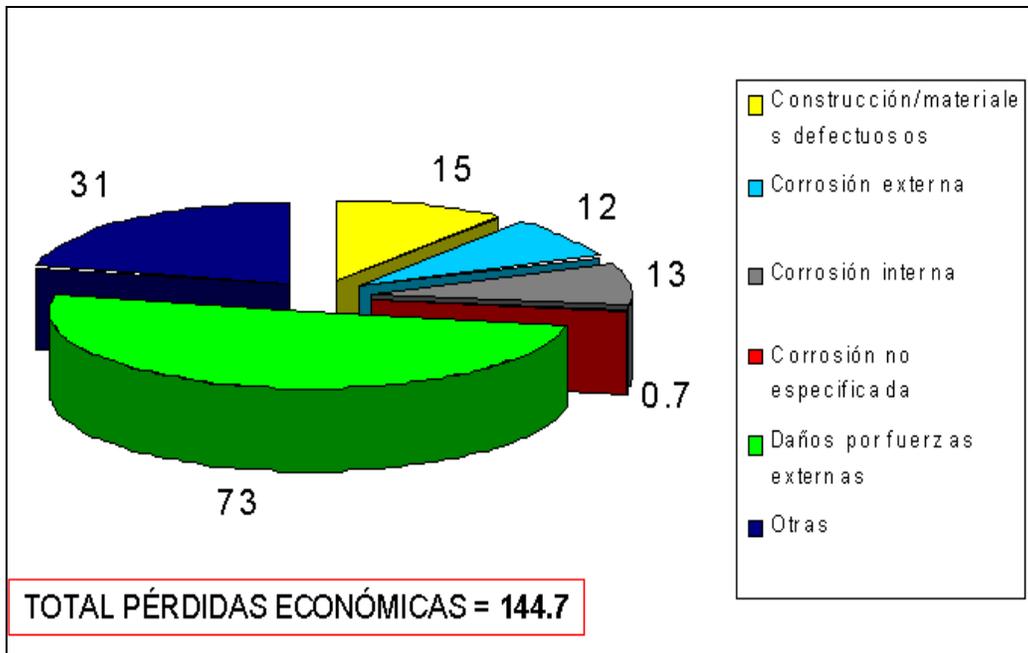
Análisis de accidentes

En las figuras 1.11, 1.12, 1.13 y 1.14 se muestra una clasificación de las principales causas de accidentes ocurridos durante el transporte y distribución del gas natural, así como su respectiva pérdida económica. Estos análisis fueron realizados por la Oficina de Seguridad de Líneas de Conducción de los Estados Unidos, a través de organismos de investigación como el Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT), Instituto de Investigación de la Industria del Gas (GRI) y el Consejo Internacional de Investigación de ductos (PRCI).



Fuente: IMP, 2005

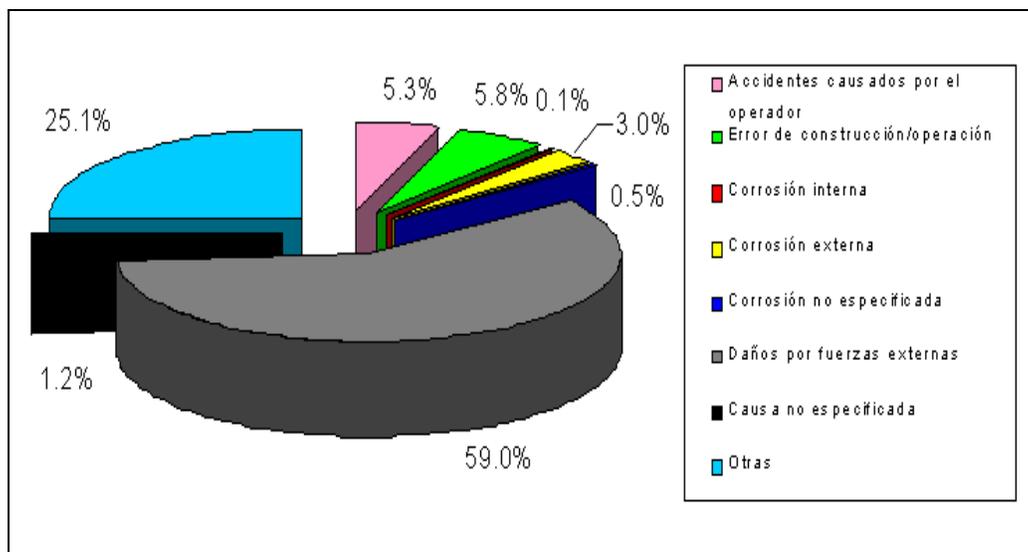
Figura 1.11
Accidentes ocurridos en tuberías
de transporte de gas natural (1994-2000)



Fuente: IMP, 2005

Figura 1.12

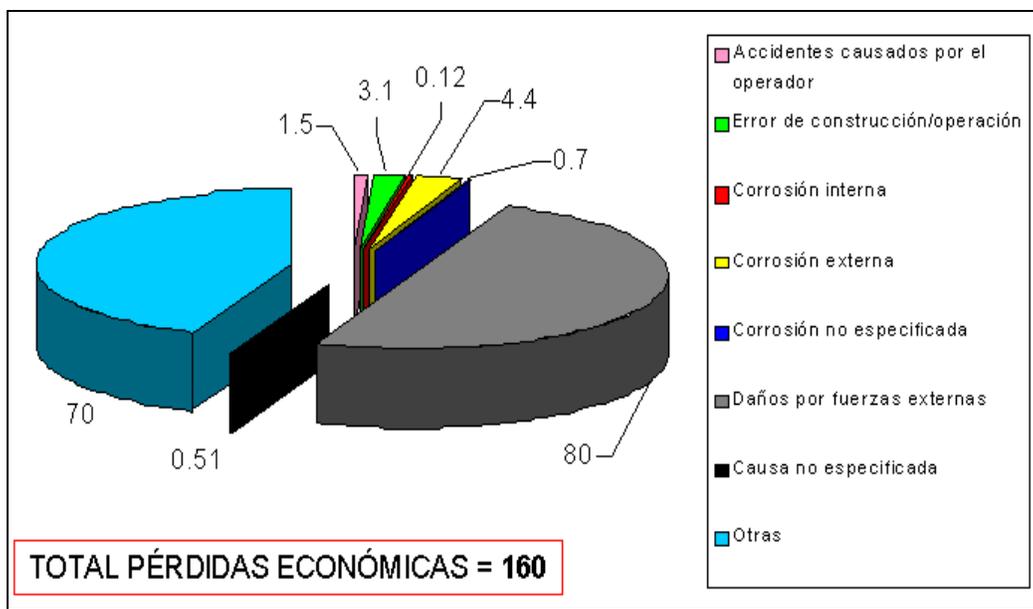
Pérdidas económicas ocurridas en tuberías de transporte de gas natural (1994-2000)



Fuente: IMP, 2005

Figura 1.13

Accidentes ocurridos en tuberías de distribución de gas natural (1994-2000)



Fuente: IMP, 2005

Figura 1.14

Pérdidas económicas ocurridas en líneas de distribución de gas natural (1994-2000)
 Nota: Las cifras de pérdidas económicas son en millones de dólares.

Según la PROFEPA, en un análisis realizado por parte de la Subprocuraduría de Auditoría ambiental, las rupturas en los gasoductos se deben a tres causas:

- ruptura debido a equipo de movimiento de tierra (trascabos)
- debilitamiento de las paredes del gasoducto por corrosión
- soldaduras defectuosas o puntos débiles en el gasoducto

Las estadísticas de accidentes reportados en los Estados Unidos en la Oficina de Seguridad de Ductos relativos a ductos de distribución y transmisión de gas, de 1986 en adelante, han mostrado que ocurre un accidente al año por cada 3.5 km de ducto. Esto se basa en incidentes, donde los daños fueron superiores a \$50,000 dólares por incidente, presentando heridos que requirieron hospitalización o existieron muertos. El 48% fue causado por daños debido a equipos mecánicos, el 10% por corrosión y el 8% por soldaduras inadecuadas o puntos débiles en la tubería y 34% restante por causas diversas. (Las cantidades de pérdidas están basadas en dólares de 1990). (PROFEPA, 2005)

No en todos los casos ocurrió ignición, pero cuando así fue, las flamas resultantes variaron desde 30 hasta 300 m de altura, dependiendo del tamaño de la ruptura y de la presión existente al momento del accidente. Las válvulas de los ductos frecuentemente se encuentran a distancias de hasta 16 km o mayores. En la confusión que se genera debido a un fuego severo se han llevado tiempos de hasta cinco horas para encontrar y cerrar las válvulas, en casos severos, el gas se ha dispersado hasta 3.2 km a la redonda en valles antes de su ignición.

La extensión del daño producido por la explosión generalmente ha sido menor a 300 m desde el punto de ruptura. Explosiones de nubes de vapor no han ocurrido ni han sido

reportadas con gas natural. La excavación es la principal causa de accidentes en ductos. (PROFEPA, 2005)

Accidentes con gas natural licuado

El gas natural licuado ofrece una gran cantidad de ventajas tanto energéticas como económicas. Sin embargo, debido a su naturaleza inflamable y las condiciones extremas de temperatura a las que se somete para poderse licuar, el GNL representa un riesgo para la población y el ambiente, durante su procesamiento, almacenamiento y transporte.

A continuación se mencionan los accidentes más importantes ocurridos en los últimos años a nivel mundial. La figura 1.15 muestra una terminal marítima y un buque tanque típicos.



Figura 1.15
Terminal marítima y buquetanque de GNL

En 1941 en el estado de Cleveland en los Estados Unidos, se construyó la primera instalación de gas natural licuado (GNL), y en el año de 1944 la Oficina de Minas de los EU reportó una falla en uno de los tanques de almacenamiento que liberó el material líquido hacia las calles y sistema de alcantarillado. Este hecho ocasionó la explosión e incendio de una nube de vapor dentro de un sitio confinado en el sistema de alcantarillado, en el lugar 128 personas perdieron la vida. (CEC, 2003)

El último accidente reportado en EU ocurrió en la terminal Maryland en el punto Cove en 1979. El accidente comenzó cuando hubo una fuga de GNL a través del sello eléctrico de una bomba, lo que ocasionó que el GNL se vaporizara y viajara 60 m vía subterránea por todo el sistema eléctrico y llegara hasta una subestación eléctrica. El gas se confinó y una chispa generada por un interruptor eléctrico ocasionó una explosión en la que resultó una persona muerta, un herido y pérdidas económicas por más de \$3 millones de dólares. (CEC, 2003)

- Derrame princesa metano, 1965. Fuga de material por desconectar una líneas de llenado que no habían sido previamente purgadas.
- La Spezia, Italia, 1971. El accidente ocurrió durante la descarga de GNL hacia el tanque de almacenamiento. El tanque desarrolló un incremento de presión y hubo una liberación de material por los sistemas de seguridad y venteo. El techo del tanque se dañó levemente y la nube de vapor no se incendió. En este lugar se presentó un fenómeno llamado “inversión térmica” (*roll-over*), donde dos capas de

GNL de diferentes densidades y contenido energético provocaron un retro flujo de gas de un compresor hacia una línea de nitrógeno.

- Derrame Mostaza Ben Bouliad, Abril 1979. Accidente ocasionado durante la descarga de un buque, por una válvula de no-retroceso en un sistema de tuberías de un recipiente de 125,000 m³.
- Derrame Pallenger, Abril 1979. Accidente ocasionado durante la descarga de un buque, por una liberación de una válvula.
- Bontang, Indonesia, 1983. Explosión en una planta de GNL debido a la ruptura de un intercambiador de calor.
- Bachir Chihani, ruptura del casco, 1990. Accidente en mar por ruptura interna del casco de un recipiente de 130,000 m³ en una parte del casco del buquetanque que esta sujeto a grandes esfuerzos.
- Explosión de una planta de GNL, Skikda, Algeria, 2004. Explosión de una planta de GNL por fuga en una tubería, 27 muertos, 74 heridos y daños por \$1 billón de dólares. (CEC, 2004)

Los accidentes presentados anteriormente son una muestra de los riesgos que originan el manejo del gas natural, tanto en el almacenamiento, transporte y distribución, por tal motivo el trabajo de esta tesis se enfocará a su estudio y prevención.

CAPITULO II

MANEJO DEL GAS NATURAL

El gas natural es un energético ampliamente utilizado en los sectores eléctrico, industrial, petroquímico, transporte, comercial y residencial principalmente. Para abastecer a todos estos sectores se requiere de un sistema confiable, eficiente y seguro a lo largo de toda la cadena de valor del gas natural. Esta cadena inicia con la exploración y explotación del hidrocarburo, procesamiento, transporte y finalmente se distribuye a cada sector a través de concesionarios de distribución locales.

El propósito de este capítulo es el señalar y describir brevemente los principales elementos que constituyen la cadena de valor del gas natural para establecer el marco de referencia de esta tesis. A continuación se presentan las características principales de los sistemas de almacenamiento, transporte y distribución. Debido a la importancia del gas natural líquido, en el capítulo 2.4 se describe por separado la cadena de valor del gas natural líquido.

2.1 Almacenamiento de gas natural

El almacenamiento de gas natural es una práctica muy utilizada principalmente en los países desarrollados que les permite administrar el gas que se suministra a los diversos sectores de manera eficiente y segura. Las principales razones por las que se utiliza el almacenamiento son las variaciones en la demanda (en temporada de frío el gas se utiliza como medio de calefacción) y las fluctuaciones de precio.

Las instalaciones de almacenamiento de gas natural se integran a los sistemas de transporte y distribución para satisfacer las siguientes necesidades:

- Abastecer de manera constante durante periodos de alta demanda (invierno)
- Almacenar energético en caso de accidentes o desastres
- Operar económicamente el sistema debido a las fluctuaciones en su costo

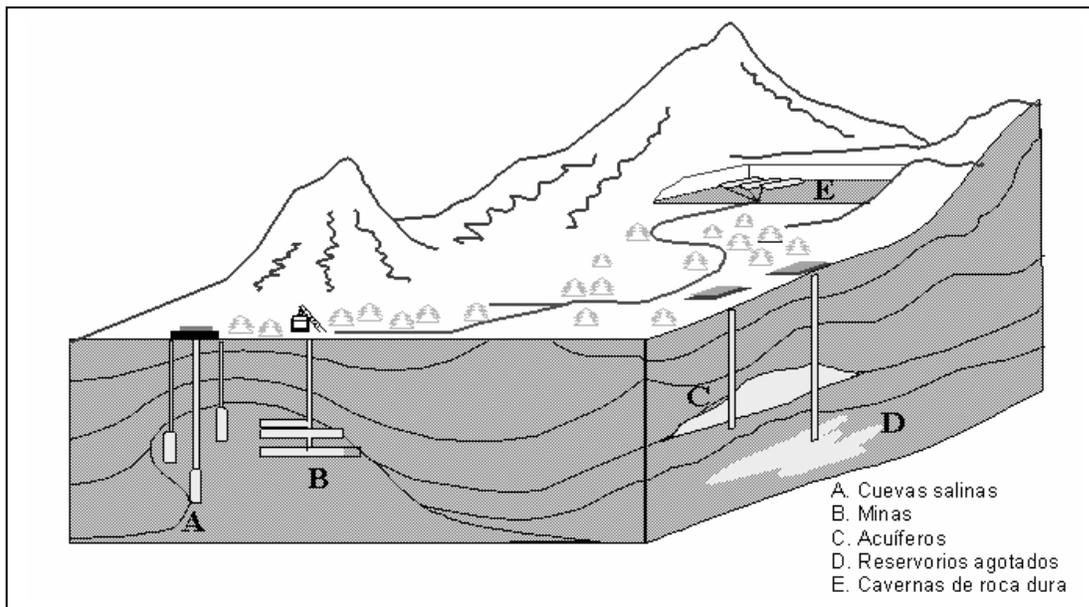
El gas natural generalmente se almacena en instalaciones grandes y subterráneas. Existen tres tipos de almacenamiento subterráneo: reservas agotadas de gas, acuíferos y cavernas salinas. Cada tipo de almacén posee sus propias características físicas (porosidad, permeabilidad, capacidad de retención) y económicas (preparación del sitio y costos de mantenimiento, capacidad de entrega y ciclos de operación). Dos de las características más importantes de un reservorio de almacenamiento subterráneo son su capacidad para retener el gas natural para usos futuros y la velocidad a la cual el gas almacenado puede ser retirado. En la figura 2.1 se muestran los diferentes tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural. (EIA, 2004)

En general, cualquier instalación de almacenamiento subterránea se acondiciona antes de la inyección para crear un recipiente de almacenamiento subterráneo. El gas natural se inyecta dentro de la formación, incrementando la presión conforme el gas se alimenta. El gas se extrae del almacén cuando la presión es alta, pero cuando la presión disminuye se alcanza un nivel en el que la presión ya no es suficiente para extraer el gas, este gas queda atrapado en la formación y se le conoce como gas físicamente irrecuperable. (NaturalGas, 2005)

Las instalaciones de almacenamiento contienen, además del gas físicamente irrecuperable, un gas base o gas colchón. Se define como el volumen de gas que debe permanecer en el almacén para proporcionar la presurización requerida para extraer el gas remanente. Generalmente este gas permanece en el subsuelo, sin embargo se puede recuperar utilizando equipos especializados de extracción en la cabeza del pozo. (NaturalGas, 2005)

El almacenamiento en reservas agotadas o pozos de petróleo es uno de los más utilizados en Estados Unidos. Para la conversión de estos pozos en almacenes, se aprovecha la cercanía a los centros de consumo y la existencia de los sistemas de recepción de gas, tuberías auxiliares y conexiones. (EIA, 2004)

El gas se puede almacenar también como cavernas lixiviadas en formaciones de roca salina. Una ventaja de este tipo de almacén radica en su forma de cilindros, donde el volumen de gas se puede controlar dentro de ciertos límites a diferencia del almacenamiento en formaciones rocosas. El diámetro de estas cavernas puede ser hasta de 80 m, alturas de 400 m y su volumen llega hasta los 500,000 m³. (Ullmanns,1991)



Fuente: EIA, 2004

Figura 2.1

Tipos de instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural

2.2 Transporte

El sistema de transporte de gas natural es una red compleja de ductos y tuberías diseñadas para transportar el gas natural, desde la salida de las instalaciones de procesamiento hasta los centros de distribución, de forma rápida, económica, eficiente y segura.

Una vez que el gas ha sido extraído de los pozos y tratado en las instalaciones de procesamiento, el gas natural es distribuido por todo el país a través de redes de ductos para satisfacer la demanda de los sectores energético, industrial y urbano principalmente. Para poder transportar el gas, éste es comprimido desde presiones de 1.4 MPa (200 psi) hasta 10 MPa (1500 psi) para proveer la fuerza promotora necesaria a través de toda la red y reducir su volumen hasta en 600 veces. (NaturalGas, 2005)

En el país, el transporte está regulado en la NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural, y se define como la actividad que consiste en recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ductos a personas que sean usuarios finales localizados dentro o fuera de una zona geográfica en los términos del Reglamento de Gas Natural y la Directiva de Zonas Geográficas. Esta Norma es aplicable a tuberías dentro de las estaciones de regulación y medición, así como a tuberías que operan a menos de 685 kPa. (SENER, 1999)

El sistema de transporte está constituido por una serie de elementos que tienen como objetivo el asegurar la eficiencia y confiabilidad de abastecimiento del energético. La legislación mexicana los define como “todos los componentes o dispositivos físicos a través de los cuales el gas natural fluye, e incluyen además de la tubería, válvulas, accesorios, estaciones de compresión, medición, regulación y ensambles fabricados”. (SENER, 1999)

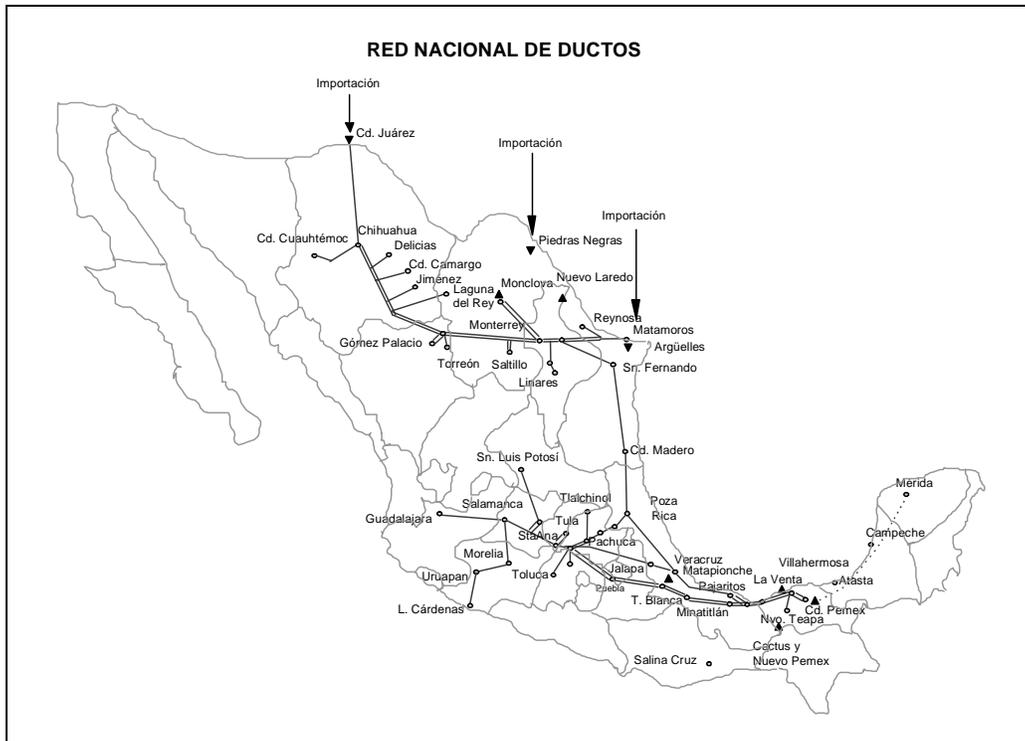
Estos elementos se describen a continuación:

- **Ductos o tuberías**
Los ductos son los tubos que se encargan de transportar y entregar el gas natural a lo largo de toda la red. Los diámetros de las tuberías varían de 15.24 cm (6 pulg) hasta 121.92 cm (48 pulg). Generalmente los ductos de transporte van desde 40.64 cm (16 pulg) hasta 121.92 cm (48 pulg). El diseño, construcción, operación, mantenimiento y revisión están regidos a nivel nacional por la NOM-007-SECRE-1999.
- **Válvulas**
Estos accesorios tienen la función de permitir o no el flujo a través del sistema y se utilizan principalmente para interrumpir el flujo en caso de operaciones de mantenimiento y seguridad.
- **Estaciones de compresión**
La función de una estación compresora de gas es incrementar la presión del fluido en la tubería con el fin de suministrar la energía necesaria para su transporte. La estación cuenta con una tubería de succión donde el flujo inicia su recorrido, pasando luego por unos medidores de flujo encargados de medir toda la información referente a la corriente de entrada, datos de presión, temperatura, volumen y caudal. El gas continúa su recorrido hacia los compresores, pasando antes por los separadores, que se encargan de extraer la presencia de cualquier

líquido. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la tubería de descarga de las compresoras, pasando por los medidores de flujo de esta línea. (Azcona, 2005)

- Estación de medición y regulación
La instalación tiene la función de medir, reducir y regular la presión del gas natural que se suministra a un distribuidor o a un permisionario de transporte para usos propios. (SENER, 1999)
- Estación de regulación
La instalación tiene la misión de reducir y regular la presión del gas natural que se suministra a un distribuidor o a un permisionario de transporte para usos propios. (SENER, 1999)

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) pasa por 18 estados de la República. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas con tuberías de 24, 36 y 48 pulg de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con tuberías de 24 y 36 pulg de diámetro. Existen tres tuberías importantes de 18, 24 y 36 pulg que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco. En la figura 2.2 se muestra un esquema de la red de transporte de gas natural en México. (PEMEX, 2004)



Fuente: PEMEX, 2004

Figura 2.2

Red de transporte de gas natural en México

La extensión total del SNG es de 9,031 km y cuenta con 8 estaciones de compresión; tres en el sur del sistema en el área de Cárdenas y Minatitlán, una en Valtierra, Guanajuato, y cuatro en la parte norte en los estados de Tamaulipas y Nuevo León. (PEMEX, 2004)

El SNG cuenta con puntos de inyección de gas natural de origen nacional y puntos de conexión internacional. A través de estos últimos se pueden realizar operaciones de importación o exportación con los Estados Unidos. (PEMEX, 2004)

Debido a la gran demanda de gas natural, el IMP proporciona los siguientes proyectos de construcción de ductos de transporte a lo largo del país. Dichos proyectos se muestran en las tablas 2.1 y 2.2.

Tabla 2.1
Muestra de principales gasoductos por construir por Pemex

Subsidiaria	Ducto	Longitud (km)	Monto (Millones de pesos)
PGPB	G.N. 20" Poza Rica - Venta de Carpio	207	872

Fuente: IMP, 2004

Tabla 2.2
Muestra de principales gasoductos por construir por privados

Compañía	Ducto	Longitud (km)	Monto (Millones de pesos)
Por definir	G.N. 20" Reynosa - Campo Brasil	54	227
Por definir	G.N. 24" Cd. Juárez - Chihuahua	342	1,750
Transcanada	G.N. 16"-12"-6" Valtierra - León - Aguascalientes	203	560
Gas Zapata	G.N. 16" - 6" Palmillas - Toluca	127	230
Gas Zapata	G.N. 12"-6" Puebla - Cuernavaca	147	200
Por definir	G.N. 36" Nogales - Mazatlán	1,131	7,310
Sempra	G.N. 30" Yuma - Rosarito	218	1,170
Kinder Morgan	G.N. 24" Miguel Alemán - Escobedo	144	626
Por definir	G.N. 42" - 36" Cucharas - Tamazunchale - Palmillas	330	2,500

Fuente: IMP, 2004

Especificaciones técnicas sobre la distribución del gasoducto

Según la normatividad emitida por Pemex concerniente a la instalación de gasoductos subterráneos, se establece que para un gasoducto enterrado y según su clasificación se debe contar con un espacio mínimo a partir del suelo según lo indica la tabla 2.3.

Tabla 2.3
Profundidades de excavación para gasoductos

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca ⁽¹⁾ (m)	
		⁽²⁾ ≤ 20"	⁽²⁾ < 20"
Clase 1	0.60	0.30	0.45
Clase 2	0.75	0.45	0.45
Clase 3 y 4	0.75	0.60	0.60
Cunetas en caminos públicos y cruces con ferrocarril (todas las localizaciones).	0.90	0.60	0.60

⁽¹⁾ La excavación en roca es excavación que requiere explosivos.

⁽²⁾ Diámetro de la tubería.

Fuente: PEMEX, 2003

Válvulas de seccionamiento

Los gasoductos deben considerar válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño ocasionado por ruptura del gasoducto, así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones. Así mismo, se debe considerar una infraestructura para su fácil operación. La localización de las válvulas se hará preferentemente en los lugares que por necesidad de operación sea conveniente instalarse como:

- a. En cada conexión ramal al gasoducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercano a ésta.
- b. Antes y después de cruces con ríos, lagos o lagunas que tengan más de 30 m de ancho.
- c. Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- d. En caso de gasoductos de conducción de líquidos con pendientes pronunciadas (ascendentes o descendentes), y cerca de centros de población, debe prevenirse el desalojo del contenido del gasoducto en caso de fuga, considerando la instalación de válvulas de retención antes de la válvula de seccionamiento más próxima corriente arriba o también instalar un mayor número de válvulas de seccionamiento accionadas por actuador para una rápida operación. En cualquier caso, la ubicación de las válvulas debe considerar la seguridad pública y no rebasar la carga hidrostática, la presión interna de diseño de la tubería y capacidad de presión de los componentes del gasoducto. Asimismo, de optarse por la instalación de válvulas de retención, deben considerarse los arreglos necesarios que permitan las corridas de diablos tanto de limpieza como instrumentados de última generación.
- e. Las válvulas de relevo que se instalen en gasoductos de gas, deben localizarse donde el gas pueda salir a la atmósfera sin provocar riesgo.

En gasoductos que transportan gas, la localización de las válvulas de seccionamiento debe estar de acuerdo con las clases de localización señaladas. En el caso de ductos que transportan líquido en áreas industriales, comerciales o residenciales, la máxima separación debe ser 12 km. En ambos casos, la separación de las válvulas de seccionamiento se puede ajustar ligeramente sin exceder el 10%, con la finalidad de permitir que la válvula se instale en un lugar más accesible.

Las válvulas de seccionamiento que se utilizan en el país deben cumplir con las siguientes características:

- a. Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a lo indicado en la especificación de Pemex No.2.421.01.
- b. Las válvulas deben ser de paso completo.
- c. La clasificación presión/temperatura de la válvula debe ser igual o mayor a las condiciones de operación del gasoducto.
- d. Estar ubicadas en lugares protegidos con el fin de evitar daños y acceso a personal no autorizado. Asimismo, deben ser instaladas con suficiente espacio para trabajos de operación y mantenimiento.
- e. Tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. En gasoductos con diámetro de 12 pulg y mayores se deben instalar dispositivos que en caso de falla de respuesta del sistema automático sea factible su operación en forma manual.
- f. Estar debidamente soportadas y ancladas para evitar esfuerzos no permisibles en el gasoducto.
- g. Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse en registros y los mecanismos de operación de la válvula deben quedar sobre el nivel del terreno. (PEMEX, 2003)

En la tabla 2.4 se presentan los espaciamientos correspondientes entre válvulas de seccionamiento en un gasoducto según su clasificación por zona de localización.

Tabla 2.4
Espaciamiento de válvulas de seccionamiento

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

La clasificación por clase de localización, es una categorización que se aplica al gasoducto considerando el número y proximidad de las construcciones en un área geográfica unitaria a lo largo de su eje longitudinal, y que toma en cuenta el servicio y la seguridad del sistema.

Estas clasificaciones se dividen en 2 tipos de zonas:

- Zona rural, se define como un área que tiene las mismas características de clase de localización 1 y 2 en ductos que transportan gas.
- Zona urbana, se define como un área que tiene las mismas características de clase de localización 3 y 4 en ductos que transportan gas.

Clasificación por clase de localización.

El área unitaria que es la base para determinar la clasificación por clase de localización en gasoductos que transportan gas comprende una zona de 1600 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 esta norma, cada vivienda o sección de una construcción destinada para fines de ocupación humana o habitacional se considera como una construcción por separado. En la tabla 2.5 se muestran las definiciones de cada clase de localización.

Tabla 2.5
Clases de localización

Clase de localización	Descripción
1	Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tienen 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.
2	Corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
3	<p>Es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana. b. 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. c. 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. d. 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, aún cuando al momento de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo. <p>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.</p>
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.

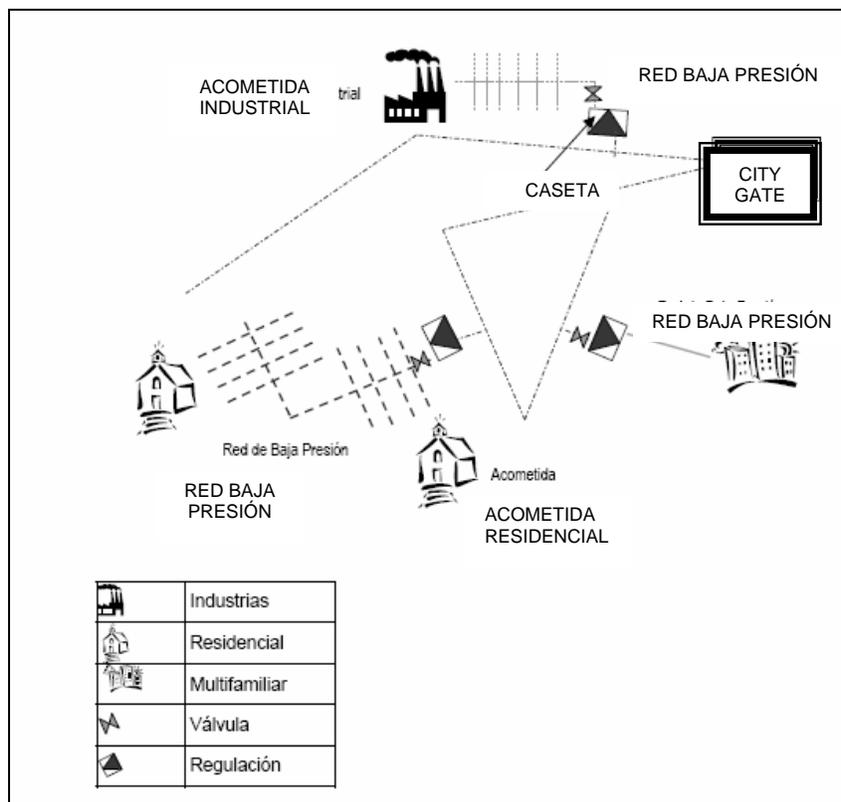
2.3 Distribución de gas natural

El sistema de distribución de gas natural en México se define de acuerdo a la NOM-002-SECRE-2002 “Distribución de gas natural y gas licuado por ductos”, como el conjunto de tuberías, reguladores, medidores y otros equipos utilizados para recibir, conducir y entregar gas. (SENER, 2002)

El gas se entrega por parte del transportista (PEMEX) al distribuidor en un punto conocido como “City Gate”. A la salida de este punto el gas se lleva a los puntos de consumo doméstico, comercial o industrial mediante una red de canalizaciones, instalaciones auxiliares y accesorios. (Gas Natural, 2004)

En México, los aspectos relacionados a la responsabilidad de los sistemas de distribución son competencia de la Comisión Reguladora de Energía (organismo gubernamental encargado de la regulación del transporte del gas natural). Para cumplir con los criterios de eficiencia y seguridad en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución de gas natural, la CRE emitió la NOM-002-SECRE-2002 “Distribución de gas natural y gas licuado por ductos”.

En la figura 2.3 se muestra un esquema de la red de distribución de gas natural en la Ciudad de México.



Fuente: Gas natural, 2004

Figura 2.3
Esquema de red de distribución de gas natural

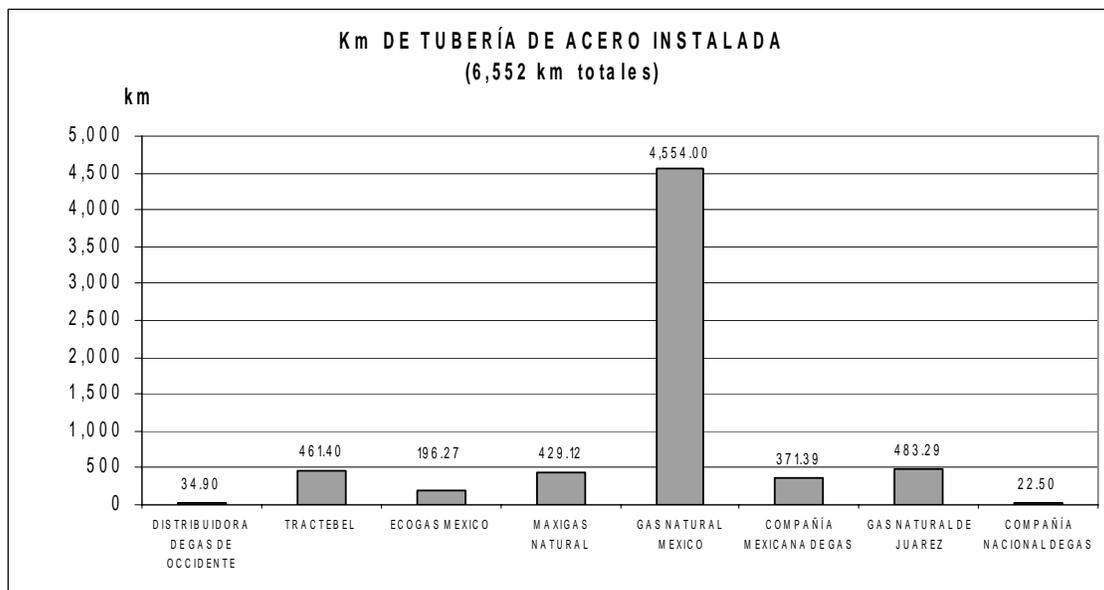
Redes de Distribución de gas natural

El gas debe hacerse llegar a los lugares de consumo con la calidad establecida en la norma oficial mexicana NOM-001-SECRE-2003, con el caudal suficiente para satisfacer la demanda a una presión constante y adecuada para el funcionamiento de los aparatos que aprovechan la energía térmica a partir de gas natural. (Gas Natural, 2005)

La distribución del gas natural desde los yacimientos hasta los puntos de consumo se realiza mediante los diferentes tipos de canalizaciones, unidas entre sí a través de elementos de regulación. Para cada caudal y según las condiciones del terreno, existe una presión y un diámetro de tubería óptima, teniendo en cuenta las exigencias técnicas derivadas de la presión. Por esto existen diferentes tipos de redes de distribución de gas, cuyas características han sido establecidas por la Comisión Reguladora de Energía.

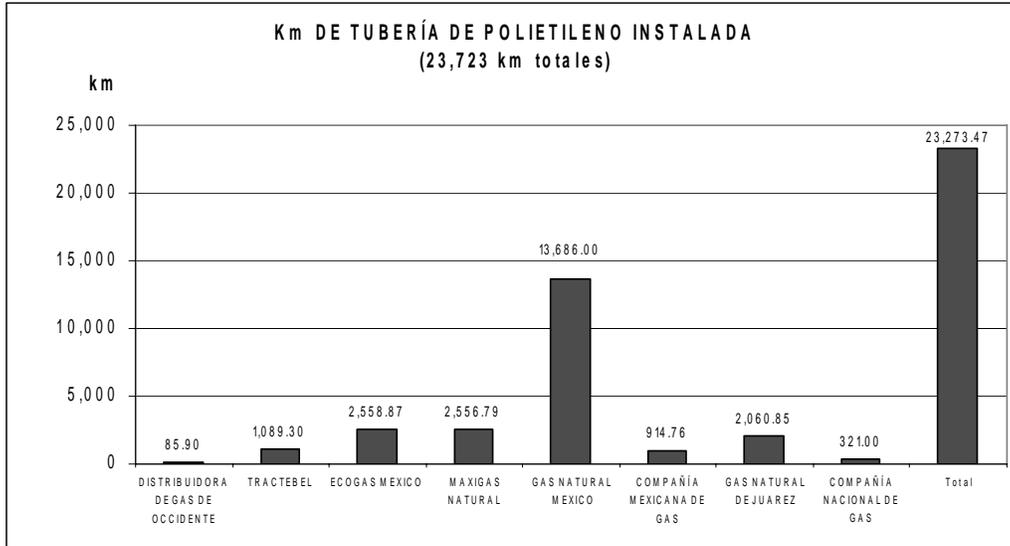
La empresa Gas Natural México es una de las principales empresas de distribución de gas natural en el país, su cobertura incluye las ciudades de Monterrey, Saltillo, Nuevo Laredo, México, Toluca y las regiones del Bajío Norte y Sur, y contabiliza un total de 1,093,865 clientes. Cifras reportadas por la empresa hasta el 30 de Junio de 2005.

En las figuras 2.4 y 2.5 se observa la extensión de tubería de acero y polietileno instalada en las redes de distribución del país.



Fuente: Anuario AMGN, 2005. Cifras reportadas hasta el 15 de junio de 2005.

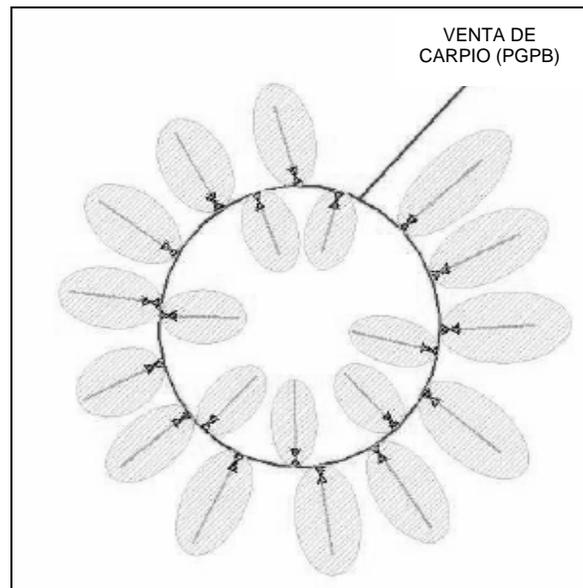
Figura 2.4
Kilómetros de tubería de acero instalada



Fuente: Anuario AMGN, 2005. Cifras reportadas hasta el 15 de junio de 2005.

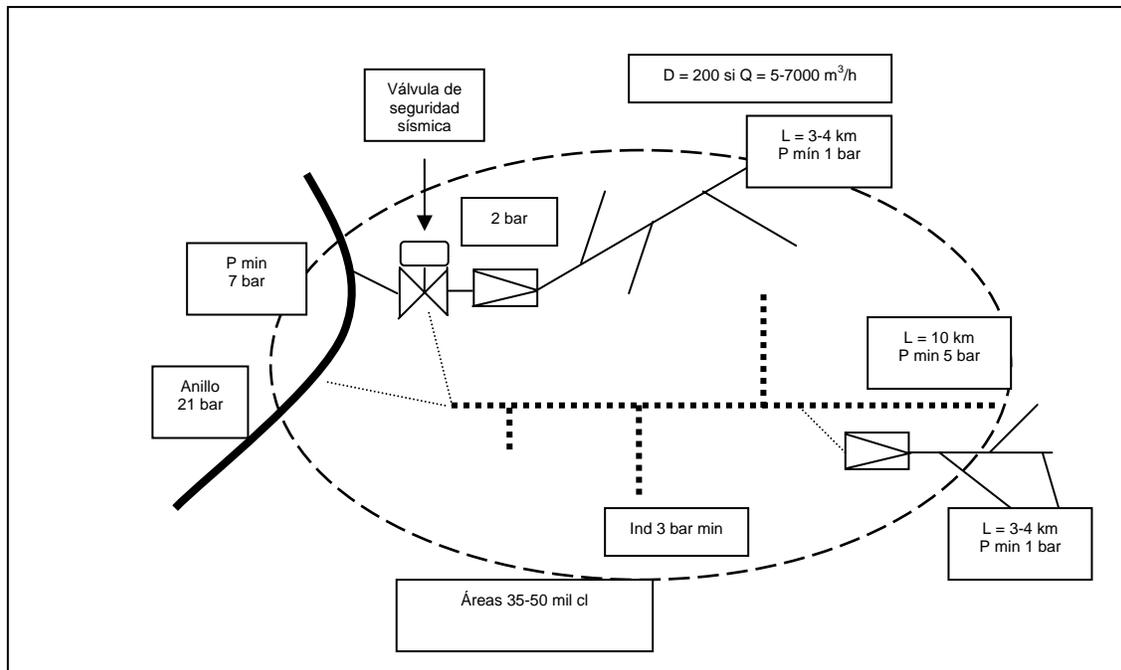
Figura 2.5
Kilómetros de tubería de polietileno instalada

La red de distribución que se utiliza en la Ciudad de México es una del tipo “Margarita”, es un diseño especial que tiene como objetivo el seccionar la red en subredes (hojas) utilizando válvulas de corte para aislar secciones en caso de mantenimiento sin afectar el resto de la red, y en caso de fuga o accidente se utilizan para cerrar de manera oportuna la sección afectada. En las figuras 2.6 y 2.7 se observan los esquemas del sistema Margarita.



Fuente: CRE, 2005

Figura 2.6
Sistema Margarita

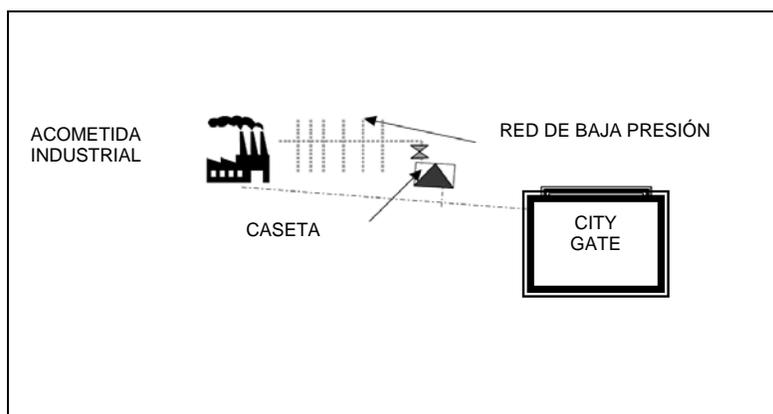


Fuente: CRE, 2005

Figura 2.7
Diseño sistema Margarita

Existen además otros tipos de conexiones comúnmente utilizadas en las redes de distribución de gas natural, una es del tipo antena y la otra de tipo malla. Cada una de ellas, se utiliza de acuerdo a las circunstancias de operación particulares y características de diseño de la red.

Las redes de distribución tipo antena, son aquéllas que reciben una presión de entrada, misma que va disminuyendo paulatinamente en función de la distancia que exista entre el punto de entrega y el punto más alejado. En la figura 2.8 se muestra un esquema de este sistema. (Gas Natural, 2004)

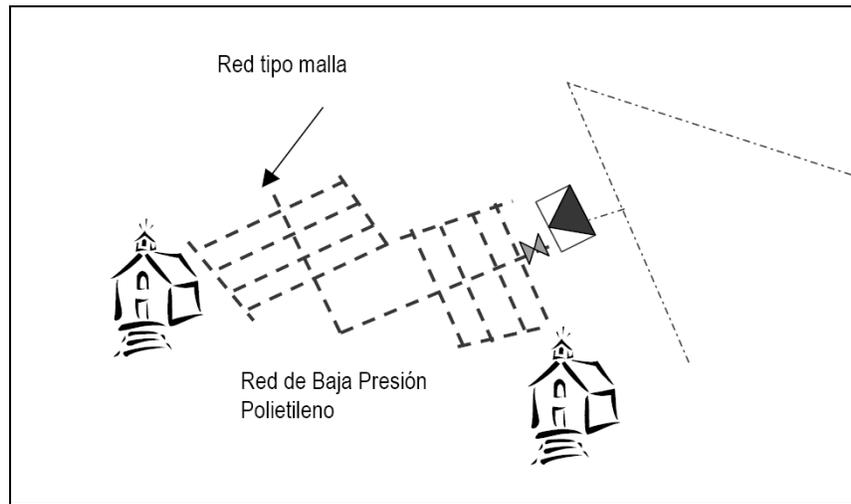


Fuente: Gas Natural, 2005

Figura 2.8
Sistema tipo antena

Las redes de distribución de tipo malla son aquéllas que reciben una presión de entrada, misma que permanece constante en toda la red, sin importar la distancia que exista entre

el punto de entrega y el punto más alejado. En la figura 2.9 se muestra un esquema de este sistema. (Gas Natural, 2004)



Fuente: Gas Natural, 2005

Figura 2.9
Sistema tipo malla

Tuberías de distribución de gas natural

Los principales materiales utilizados para la construcción de las redes de distribución de gas natural son: acero, polietileno y cobre, los cuales se deben seleccionar con el espesor de pared suficiente para soportar la presión de diseño de la red de distribución y, en su caso, para resistir cargas externas previstas, sin que afecte su capacidad de servicio.

Las redes de distribución se pueden clasificar de acuerdo a la presión de operación de la red como de alta o baja.

- Red de alta presión, presión superior a 689 kPa (6.8 bar)
- Red de baja o media presión, presión menor a 689 kPa (6.8 bar)

Las redes de alta presión se construyen mediante el uso de tubería de acero. Las normas de fabricación de tubería se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6
Normas de construcción de tubería de acero

NORMA O ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NMX-B-177-1990	Tubos de Acero con o sin costura negros o galvanizados
API-SPEC-5L	Especificaciones Generales para Tubería de Línea.
ASTM-A-53	Especificaciones para Tubería de Acero (con o sin costura)

Los criterios de construcción de tuberías de acero, usados en una red de distribución están descritos en la norma NOM-003-SECRE-2002 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

Materiales para redes de media y baja presión

El polietileno es un material ampliamente utilizado en las redes de distribución de media y baja presión debido a que presenta una gran resistencia a los compuestos químicos, se comporta como un material inerte frente al agua, bases, ácidos y resistente a la corrosión externa por el suelo, además de presentar excelentes propiedades mecánicas y de resistencia que le permiten ser un material confiable para la construcción de tuberías en redes de distribución.

Tipo de tubería de polietileno utilizada para la distribución de gas natural:

- Media densidad: Se utiliza para redes de distribución de gas y su color característico es amarillo. La tubería está diseñada para soportar presiones hasta de 4 bar (baja presión).
- Alta densidad: Tubería de estructura más compacta color negro con franjas amarillas y puede ser utilizada para redes de distribución de gas a una presión mayor. Está diseñada para soportar presiones de 7 bar (mediana presión).

Seguridad en los sistemas de distribución

La señalización en las canalizaciones o ductos de gas natural, es vital para identificar las tuberías que contienen el hidrocarburo, para esto se utilizan comúnmente los siguientes tipos de señalizaciones:

- Postes de señalización. Son señalamientos por medio de postes de concreto o acero y con letreros alusivos al contenido de la tubería “Gas Natural” y precautorios como “No excavar o hacer fuego” y con el número telefónico de emergencias de la compañía distribuidora. La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red, referenciados a puntos fijos de la ciudad o a sistemas de ubicación electrónica.
- Cinta de advertencia. Se deberá de colocar a una distancia sobre la tubería enterrada y antes de tapado total de la zanja se debe colocar una banda o cinta de advertencia que indique la presencia de una tubería enterrada de gas bajo ésta.
- Tuberías o instalaciones superficiales deben estar señalizadas de acuerdo con la NOM-026-STPS-1998 Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- Señalamientos de advertencia. Se deben instalar en ambos lados de la tubería señalamientos con un fondo de color contrastante que indique lo siguiente:
- “Tubería de alta o baja presión bajo tierra”, “No cavar”, “Ancho de la franja de desarrollo del sistema”, “Teléfonos, código del área y nombre de la instalación para casos de emergencia” y el “Nombre y logotipo del Distribuidor”.

Dispositivos de control en la distribución de gas natural

En la construcción de las redes de distribución, se incluyen algunos dispositivos de control para poder proporcionar seguridad en la operación por parte del distribuidor.

En las tuberías de alta presión, los dispositivos de seguridad se encuentran en las estaciones de regulación, denominados de cierre por alta presión (Slam Shot). Los reguladores residenciales están principalmente destinados para la alimentación de las casas habitación, de los edificios colectivos, o comerciales. En la figura 2.10 se muestran tres tipos de ellos.

Estos tipos de reguladores son de acción directa y disponen de un seguro que corta el gas en caso de caudal demasiado alto o de una presión de salida demasiado baja (consumo de gas demasiado grande o una tubería con una fuga fuerte), o en caso de una presión de entrada demasiado baja (red saturada o tubería de entrada con fuga fuerte). Los reguladores están precedidos de un número que representa el consumo para el cual fueron diseñados, B6, B10, B16, etc.



**Regulador sencillo
con salida a 90°**



**Regulador sencillo
con salida vertical**



**Regulador doble
salida**

Figura 2.10
Dispositivos de seguridad en instalaciones de gas natural de alta presión

2.4 Procesamiento y Transporte del Gas Natural Licuado

Exploración y producción

Los países líderes productores de gas natural que comercializan GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Muchos países juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago. Países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Países como Arabia Saudita, Egipto e Irán, los cuales tienen grandes reservas de gas natural también podrían participar como exportadores de GNL. En la figura 2.11 se muestra una plataforma marina donde se extrae el gas natural.



Figura 2.11
Plataforma marina

Fuente: DOE, 2001

Licuefacción del GNL

El gas alimentado a la planta de licuefacción viene de los campos de producción. Los contaminantes que se encuentran en el gas natural se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-161°C) y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuefacción puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100 por ciento metano. En la figura 2.12 se muestra una terminal típica de almacenamiento y regasificación de GNL.



Figura 2.12
Terminal marítima de GNL

El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes. La planta de licuefacción puede consistir en varias unidades paralelas ("trenes"). El gas natural es licuado a una temperatura aproximada de -161°C. Al licuar el gas, su volumen se reduce por un factor de 600. El GNL es un líquido criogénico. El término "criogénico" significa baja temperatura, generalmente por debajo de -73°C. El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor del 45 por ciento la densidad del agua.

El GNL se almacena en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque consiste en dos tanques, un tanque dentro de otro. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un material aislante, el tanque interno en contacto con el GNL está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen 9% de acero níquel, aluminio y concreto pre-tensado. (LNG OneWorld, 2005)

Transporte del GNL

Los transportadores de GNL son embarcaciones de doble casco, especialmente diseñadas y aisladas para prevenir fuga o ruptura en el evento de un accidente. El GNL se almacena en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y -161°C . En la figura 2.13 se muestra un buquetanque típico. Existen tres diseños estándar de sistemas de almacenamiento:

- Diseño esférico (Moss)
- Diseño de membrana
- Diseño estructural prismático



Figura 2.13
Buquetanque de GNL

Sistema de almacenamiento de los transportadores de GNL

- Diseño esférico (Moss), 52%
- Diseño de membrana, 43%
- Otros, 5%

(LNG OneWorld, 2005)

Un transportador típico puede almacenar aproximadamente de $125,000\text{--}138,000\text{ m}^3$ de GNL, lo cual se convierten en 2.6 – 2.8 billones de pies cúbicos de gas natural. El transportador típico mide 274 m de longitud, cerca de 42 m de ancho y 10 m de casco sumergido, y cuesta alrededor de \$160 millones de dólares. (LNG OneWorld, 2005)

Almacenamiento y regasificación

El GNL se gasifica a través de la planta de regasificación. A la llegada a la terminal en su estado líquido, el GNL primero es bombeado a un tanque de almacenamiento de doble-pared (a presión atmosférica) similar al usado en la planta de licuación y después se bombea a alta presión a través de diferentes partes de la terminal donde es calentado en un ambiente controlado. El GNL se calienta circulándolo por tuberías con aire a la temperatura ambiental o con agua de mar, o circulándolo por tuberías calentadas por agua. Una vez que el gas es vaporizado se regula la presión y entra en la red gasoductos como gas natural. En la figura 2,14 se muestra un ejemplo de una terminal marítima.

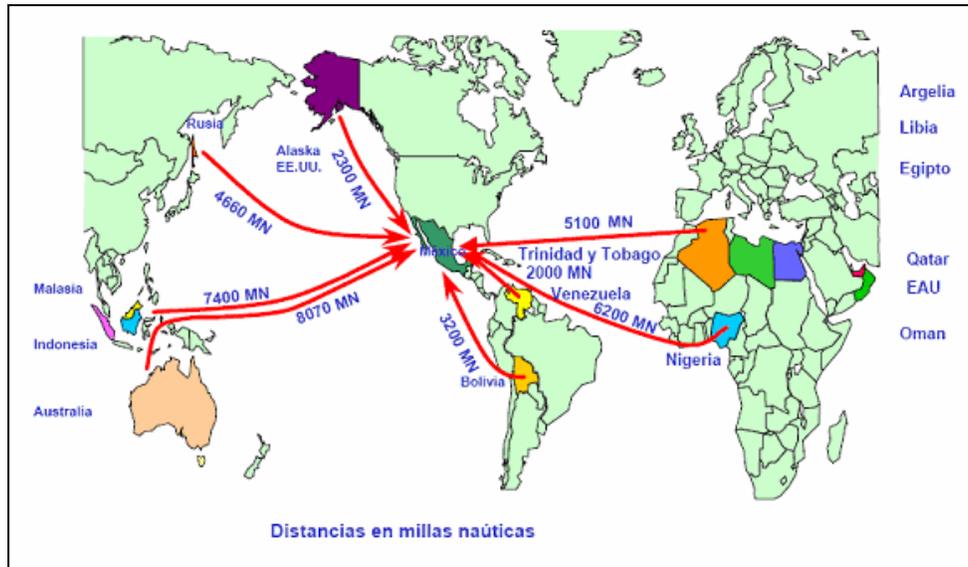


Figura 2.14
Terminal marítima

Fuente: LNGOneWorld, 2005

Situación en México

Las necesidades energéticas, especialmente en el sector eléctrico, están obligando al país a importar gas natural, motivo por el cual la SENER está promoviendo una serie de proyectos de terminales marítimas de GNL a lo largo de la costa del pacífico y el Golfo de México. Dicha estrategia energética, permitirá al país el diversificar sus fuentes de abastecimiento de gas natural obtener precios más económicos de dicho combustible. En la figura 2.15 se puede observar un mapa que ilustra las posibles fuentes de suministro de GNL.

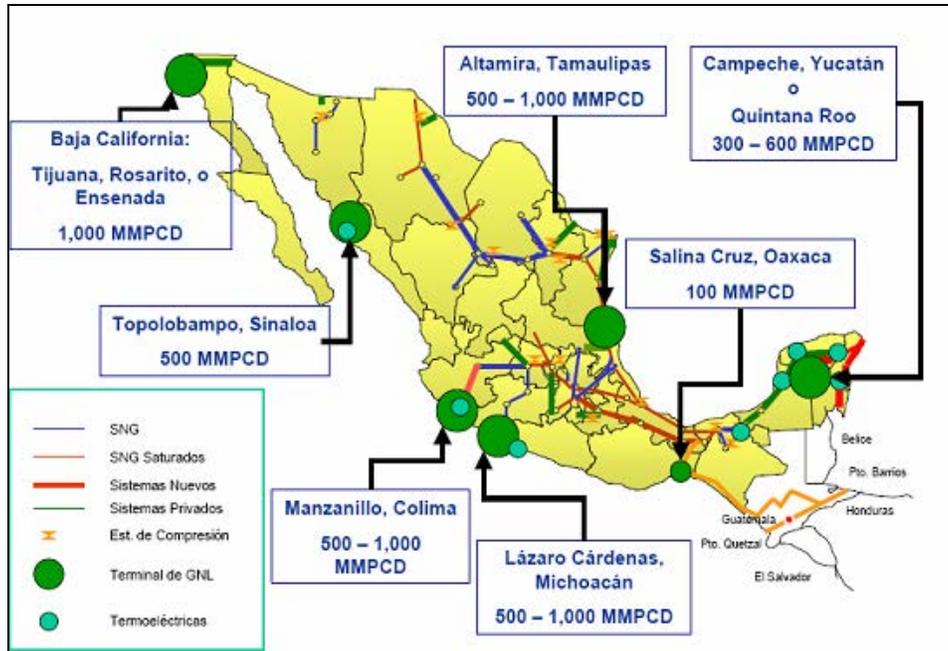


Fuente: SENER, 1999

Figura 2.15
Principales fuentes de suministro de GNL

El sector eléctrico es el más dinámico de todos en cuanto a la demanda de gas natural. Por tal motivo, muchas de las terminales de almacenamiento y regasificación de gas se instalarán junto a las plantas termoeléctricas de ciclo combinado, con el fin de abatir los costos de transporte de gas por el SNG y además disminuir el riesgo de accidentes.

En la figura 2.16 se observan la ubicación de las terminales de GNL a realizarse en México, las tres instalaciones principales en cuanto a su capacidad son: Altamira, Baja California y Manzanillo.



Fuente: SENER, 1999

Figura 2.16
Terminales de GNL

A grandes rasgos se han descrito las principales actividades involucradas en el manejo de gas natural en el país, con el fin de establecer los antecedentes para el estudio de los riesgos involucrados durante su manejo. Cada elemento tiene diferentes características, tales como, volumen manejado, condiciones de operación, propiedades físicas, normatividad aplicable, materiales de construcción, configuración de sus sistemas, ámbitos de responsabilidad, por mencionar algunos de los más importantes.

CAPITULO III

LEGISLACIÓN Y NORMATIVIDAD DEL GAS NATURAL

El gas natural es un hidrocarburo de gran importancia estratégica para el país. En la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos se encuentra presente en dos aspectos importantes, el energético y el ambiental. En el primer caso la Constitución establece todas las atribuciones concernientes a las actividades de explotación, producción y administración de este recurso natural no renovable. Por otro lado, en el segundo también se establece el derecho a tener un medio ambiente adecuado para el desarrollo y bienestar.

3.1 Marco constitucional

En México, la Constitución en su art. 27 establece al gas natural dentro de los hidrocarburos estratégicos del país. La Constitución declara que el gas natural es un hidrocarburo cuyo dominio directo le corresponde a la nación. De manera similar, también se establecen las responsabilidades legislativas y las facultades del congreso en materia de preservación del ambiente y protección ecológica.

A continuación, se presenta en las tablas 3.1 y 3.2 un resumen de los marcos regulatorios aplicables a los sectores energético y ambiental respectivamente:

Tabla 3.1
 Marco regulatorio sector energético

Ley/Reglamento	Descripción	Fecha de publicación
Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, art. 27	Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales (gas natural)	5 – Feb – 1917
Ley Reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y su reglamento	Solo la nación puede explorar, explotar, refinar, transportar, almacenar, distribuir y vender los hidrocarburos de la nación. La Secretaría de Energía es la encargada de la regulación y aseguramiento de las actividades mencionadas anteriormente.	29 – Nov – 1958
Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y su Reglamento	El estado lleva a cabo todas las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta por medio de petróleos mexicanos y los organismos descentralizados subsidiarios.	16 – Jul – 1992
Reglamento de gas natural (Ley reglamentaria art. 27)	Tiene el objeto de regular las ventas de primera mano, así como asegurar el suministro eficiente y seguro del gas natural (construcción, operación y mantenimiento de sistemas y aplicaciones de seguridad) en los sistemas de transporte y distribución. Otorgamiento de permisos por parte de la CRE.	8 – Nov – 1995

En cuanto a la protección al ambiente, el artículo 4 establece el derecho de todo ciudadano a tener un medio ambiente seguro.

Tabla 3. 2
 Marco regulatorio para la protección ambiental

Ley/Reglamento	Descripción	Fecha de publicación
Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, art. 4, 25, 27, 73	<p>Toda persona tiene derecho a la protección de la salud, además toda persona tiene derecho a un medio ambiente adecuado para su desarrollo y bienestar.</p> <p>Fomento de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente. Aprovechamiento de los elementos naturales cuidando su preservación, y restauración del equilibrio ecológico.</p> <p>El Congreso tiene la facultad de expedir leyes en materia de protección al ambiente y de preservación y restauración del equilibrio ecológico.</p>	5 – Feb – 1917
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA), 145, 146, 147, 147 Bis,	<p>Actividades consideradas como riesgosas</p> <p>Asignación de uso de suelo: impactos que tendría un posible evento sobre los centros de población y recursos naturales.</p> <p>Establecimiento de las actividades consideradas altamente riesgosas, considerando sus características corrosivas, reactivas, explosivas, inflamables o biológico-infecciosas, además de sus volúmenes y ubicación del establecimiento.</p> <p>Quienes realicen actividades altamente riesgosas deben formular y presentar un estudio de riesgo ambiental y además, someter a aprobación los programas para la prevención de accidentes.</p>	28 – Ene – 1988
Reglamento de la Ley (RLGEEPA) en materia de Evaluación del Impacto Ambiental. Art. 17 y 18.	<p>Incluir un estudio de riesgo a la solicitud de autorización en materia de Impacto Ambiental cuando se trate de actividades altamente riesgosas.</p> <p>El estudio debe incluir los escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de riesgo, descripción de las zonas de protección y señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.</p>	30 – May - 2000
Segundo listado de actividades altamente riesgosas	Manejo de sustancias inflamables y explosivas, involucradas en la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso y disposición final (500 kg).	4 – May - 1992

3.2 Normatividad nacional

En materia de normatividad, el gas natural está regulado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía con fundamento en la Ley Federal de Metrología y Normalización (LFMN). Está última, es la encargada de expedir las normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones.

De acuerdo con la LFMN, las normas oficiales mexicanas (NOMs) tienen la finalidad de establecer las características y/o especificaciones que deben reunir los productos y procesos cuando estos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales. En la tabla 3.3 se muestran las normas aplicables al territorio nacional con carácter obligatorio en materia de gas natural. (LFMN, 1992)

Tabla 3.3
 Normatividad del gas natural en México

CLAVE	DESCRIPCION	D. O. F.
NOM-001-SECRE-2003	Calidad de gas natural.	29-Mar-2004
NOM-002-SECRE-2003	Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural.	08-Dic-2003
NOM-003-SECRE-2002	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.	12 –Mar-2003
NOM-006-SECRE-1999	Odorización del gas natural.	27-Ene-2000
NOM-007-SECRE-1999	Transporte de gas natural.	04-Feb-2000
NOM-008-SECRE-1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.	27-Ene-2000
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.	08-Feb-2002
NOM-013-SECRE-2004	Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural	08-Nov-2004

En resumen, en este capítulo se puede observar que las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural en el país se encuentran reguladas por la SENER. La (CRE es la responsable de asegurar el bienestar de la población derivado del manejo del gas natural, y la Secretaría de medio ambiente y recurso naturales (SEMARNAT) que se encarga de salvaguardar la protección ambiental a través de la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Altamente Peligrosas (DGGIMAR).

El marco legal establece que para las actividades que involucren el manejo de gas natural, se deben cumplir con las leyes, reglamentos y normas oficiales mexicanas. Adicionalmente se requiere de un Análisis de Riesgo y un Programa de Prevención de Accidentes (PPA).

CAPITULO IV

SELECCION DEL MODELO MATEMATICO

4.1 Justificación del modelo matemático

Los modelos surgen de la necesidad del hombre de entender los fenómenos que se observan en la naturaleza. Bajo ciertas suposiciones y simplificaciones convenientes, estos modelos pueden ser de gran utilidad ya que permiten a científicos e ingenieros el estudiar y conocer las variables que rigen dichos fenómenos naturales para ampliar su conocimiento o hacer descubrimientos útiles a la humanidad.

En el área ambiental y de seguridad, estos modelos tienen una gran utilidad ya que se pueden modelar situaciones hipotéticas potencialmente peligrosas que podrían poner en peligro la vida de las personas, el ambiente y los bienes materiales. La modelación de accidentes ocurridos con materiales peligrosos o tóxicos ha tenido un desarrollo rápido en la ingeniería, dirigido por los esfuerzos de la industria para prevenir y mitigar incidentes en donde existan riesgos a la salud y al mismo tiempo cumplir con los requerimientos de la normatividad. Es importante mencionar, que la modelación no representa la solución a los problemas de contaminación ambiental, simplemente es una herramienta que sirve para establecer las estrategias que ayuden a su control. La fiabilidad de un modelo está directamente relacionada con los datos que se le proporcionen, estos deben estar sustentados y detallados. (Moheno, 2004).

Los modelos matemáticos que simulan la dispersión de una nube de vapor de una sustancia peligrosa proveniente de una liberación accidental son muy útiles para predecir sus efectos y determinar, hasta cierto punto, las medidas necesarias para controlar y mitigar el evento. En el caso de una liberación accidental, la utilidad de los modelos de dispersión de vapor puede estar limitada generalmente por la falta de información. Estos modelos no se deben utilizar solamente como una única fuente de información para la toma de decisiones durante el transcurso de un evento sino como una herramienta de apoyo para el personal de respuestas de emergencias. (Paris, 1989).

La modelación de una nube de vapor tiene como propósito principal el predecir el área que podría resultar afectada por la presencia del material liberado. Los efectos perjudiciales dependen de las propiedades peligrosas del material liberado. Para materiales inflamables, la presencia de concentraciones de gas dentro de los límites de inflamabilidad del material es la de mayor interés debido a que en ese intervalo se puede generar un incendio. (Paris, 1989).

Los modelos matemáticos de dispersión de gases se utilizan con dos propósitos, para evaluar riesgos y planear respuestas a una emergencia, y proveer información guía para los cuerpos de respuesta de emergencia durante la liberación del material. La modelación se puede utilizar para predecir los efectos de varios escenarios de liberación accidental, y establecer cuales escenarios representarían el mayor riesgo al personal de la instalación, la comunidad y el ambiente. (Paris, 1989).

También, la modelación se puede utilizar para estimar que partes de la comunidad podrían resultar afectadas durante los escenarios de liberación. Esta información se puede utilizar para desarrollar los planes de prevención de respuesta de emergencias y en campo auxiliar a los equipos de respuesta de emergencia en el proceso de toma de decisiones. (Paris, 1989).

4.2 Parámetros de la modelación matemática

Los parámetros de la modelación son un factor muy importante en el establecimiento del conjunto de variables que definen el comportamiento del fenómeno modelado. Es decir, que un ajuste del modelo con los valores más apropiados de las variables y parámetros permitiría el representar el fenómeno de la forma más cercana a la realidad.

En este estudio los modelos utilizados son aplicables a las consecuencias de un accidente con una sustancia inflamable, la cual pone en riesgo a la población y el ambiente. Para describir la liberación de un material en un accidente químico con un material inflamable, se necesitan al menos tres tipos de modelos:

1. Modelo de fuente de liberación
2. Modelo de dispersión de nube
3. Modelo de radiación térmica y explosión

La aplicación del modelo, tiene como objeto integrar las propiedades intrínsecas del material y los diversos escenarios de liberación con las condiciones ambientales particulares del sitio, con el fin de conocer el comportamiento de la flama (en caso de incendio), y/o dispersión de una nube con incendio o explosión. Los principales factores a considerar en el modelado son: inflamabilidad de la sustancia, estado físico, fuente de emisión, condiciones meteorológicas, características del sitio (topografía), y la ubicación de los receptores de interés.

Modelos de liberación

El modelo de liberación se utiliza para calcular el efecto de la condición inicial de liberación sobre el comportamiento de la dispersión de la nube, ya que el estado físico del material determina el tipo de dispersión. Este tipo de modelo genera información que sirve como alimentación al modelo de dispersión, y generalmente incluye: la rapidez de evaporación, la altura de la liberación, la velocidad y temperatura inicial del vapor, y la concentración inicial del material liberado. (Paris, 1989)

El cálculo de las variables que definen la liberación se determinan por el estado físico del material liberado y la forma en la que ocurre la liberación. A continuación se presentan algunos ejemplos comunes de estados de materiales liberados:

- Gas licuado presurizado
- Gas licuado refrigerado, almacenado a presión atmosférica
- Gas presurizado
- Líquido almacenado a condiciones ambientales o temperatura y presión elevadas
- Mezclas multifásicas

De igual manera, algunos ejemplos de las formas de liberación se presentan a continuación:

- Liberación de una ruptura de tubería
- Liberación a partir de un orificio en un recipiente
- Liberación de un instrumento de relevo de presión
- Liberación repentina de todo el material de un recipiente

Modelo ARCHIE

El modelo ARCHIE (Automated Resource for Chemical Hazard Incident Evaluation) es un programa desarrollado por la agencia federal de respuesta a emergencias de los Estados Unidos, con el fin de proporcionar al personal de respuestas a emergencias de una herramienta para realizar evaluaciones de riesgos potenciales en instalaciones y así desarrollar un plan de respuesta a emergencias. Este modelo estima la emisión y dispersión que se puede utilizar para evaluar los impactos asociados de la dispersión de la nube, fuego y explosión. (FEMA, 1989)

El modelo de descarga de un gas a través de una tubería supone dos situaciones para estimar la velocidad de descarga de un gas a través del orificio o ruptura de una tubería. La tubería se puede considerar como un volumen de gas estático comprimido o como un tramo de tubería con la velocidad de gas incrementándose hacia el punto de descarga. (FEMA, 1989)

El modelo es sencillo, y tiene como principales suposiciones: proceso adiabático de expansión, efectos de fricción de la pared despreciables, y comportamiento de gas ideal. Utilizando el balance de energía mecánica, se encuentra la expresión para conocer la velocidad de liberación de una descarga instantánea bajo condiciones de flujo no-limitado (non-choked). (FEMA, 1989):

$$m = A_h \sqrt{2 p_0 \rho_0 \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right) \left[\left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{2}{\gamma}} - \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma}} \right]}$$

Para condiciones de flujo limitado (choked), la masa liberada se calcula con la ecuación x:

$$m = A_h \sqrt{\gamma p_0 \rho_0 \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

Donde:

- m - velocidad de descarga, kg/s
- A_h - abertura, m²
- γ - relación de calores específicos
- p₀ - presión tubería, Pascales
- p₁ - presión ambiental, Pascales
- ρ₀ - densidad, kg/m³

Modelo PHAST

El modelo GASPIPE utilizado por PHAST, fue primeramente desarrollado por T. K. Fanneløp e I. L. Ryhming en 1982, posteriormente en el 2001 el modelo fue modificado por Webber y Wiltox, y tiene como objetivo el modelar el flujo de gas en una tubería grande después de una abertura accidental. Este modelo aplica para tuberías con geometrías de $L/D \gg 300$, gases en una sola fase y rupturas totales de una tubería en cualquier punto. (DNV, 2001)

Antes del rompimiento de la tubería, el gasoducto se encuentra lleno con un gas a presión y temperatura ambiente T_a . La presión inicial de entrada (parte ALTA) en la tubería es menor que la presión de vapor saturado $P_v^{sat}(T_a)$, y se asume un flujo isotérmico. La abertura divide en dos secciones la tubería: una parte ALTA, sección A y otra parte BAJA, sección B. El modelo proporciona los cálculos de la descarga por cada sección por separado, y combina los resultados para obtener el material liberado total como una función del tiempo.

Existen varias etapas en la modelación de cada sección. Al principio, un frente alterado se propaga desde la abertura hacia el final de la sección del tubo. En la sección BAJA, el flujo empieza a revertirse, y la zona de flujo inverso (o pico de presión) se extiende desde la abertura hacia la parte BAJA final del tubo. Finalmente, continúa la despresurización en cada sección, hasta que el tubo se despresuriza totalmente.

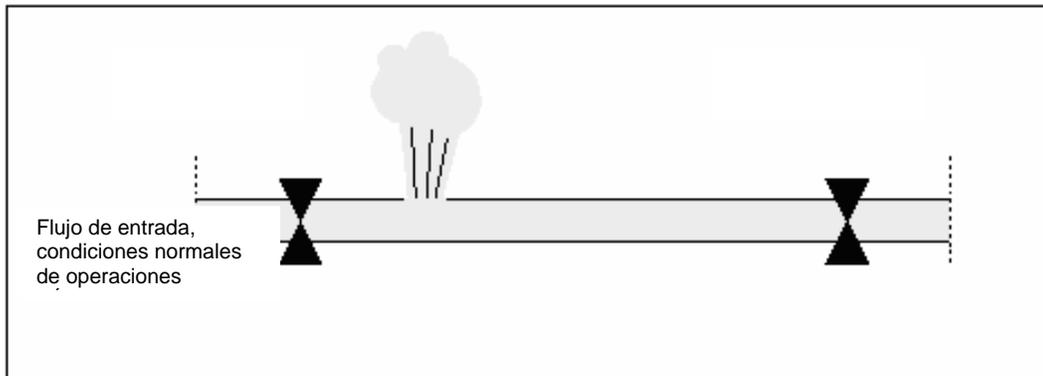


Figura 4.1
Esquema del modelo GASPIPE

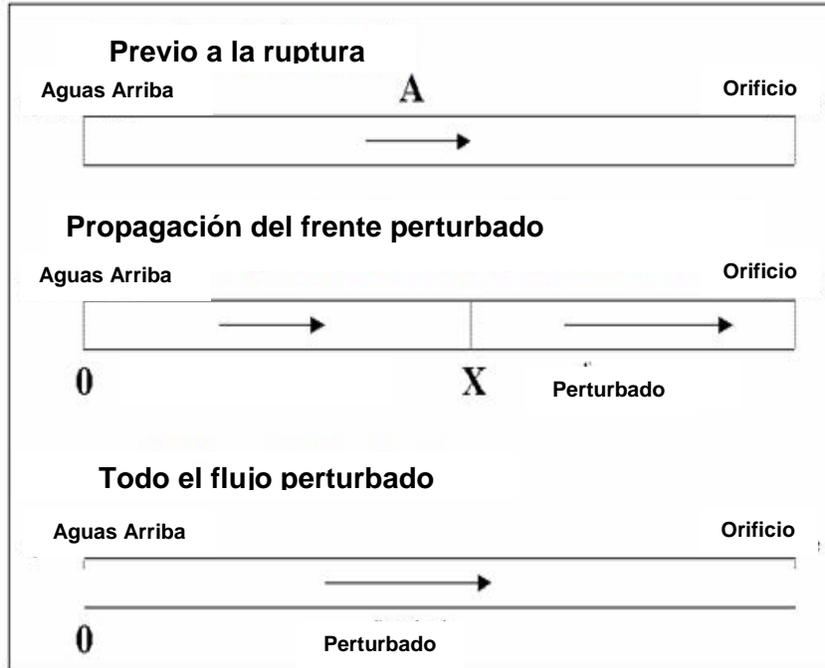


Figura 4.2
Modelo de ruptura del tubo en la parte alta

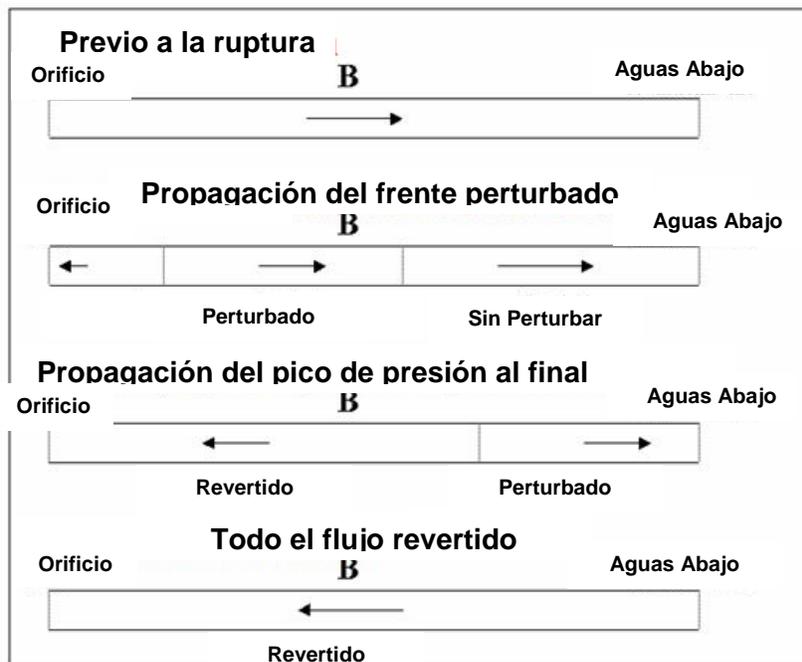


Figura 4.3
Modelo de ruptura del tubo en la parte baja

Para el modelo unidimensional, las ecuaciones que representan el modelo GASPIPE, se muestran a continuación:

Balance de materia.

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{v} \right) + \frac{\partial G}{\partial x} = 0$$

Ecuación de cantidad de movimiento

$$\frac{\partial G}{\partial t} + \frac{\partial (G^2 v + p)}{\partial x} = -2f \frac{G|G|v}{D}$$

Balance de energía

$$\frac{\partial \left(\left[h + p v + G^2 v^2 / 2 \right] / v \right)}{\partial t} + \frac{\partial \left(\left[h + G^2 v^2 / 2 \right] / G \right)}{\partial x} = \frac{4q}{D}$$

Ecuaciones de estado

$$v = \frac{RT}{\hat{M}p} \qquad \frac{dh}{dT} = C_p$$

donde:

G - densidad de flujo másico (dimensiones $ML^{-2}t^{-1}$)

v - volumen específico [L^3M^{-1}]

p - presión [$ML^{-1}t^{-2}$]

h - entalpía específica [$EM^{-1} = L^2 t^{-2}$]

D - diámetro del tubo [L]

f - coeficiente de fricción de fanning [adimensional]

q(x) - densidad de flujo de calor de la pared del tubo hacia el fluido [$EL^{-2}t^{-1} = M t^{-3}$]

\hat{M} - masa molecular del gas

C_p - calor específico a presión constante

R - constante universal de los gases

Fuente: DNV, 2001

Modelos de dispersión

Una vez que ha ocurrido una liberación accidental del material peligroso en el ambiente, es de vital importancia conocer el comportamiento de la nube de vapor formada con el objetivo de conocer su comportamiento en el ambiente tomando en cuenta las condiciones físicas, meteorológicas, topográficas, etc.

La modelación de la nube de vapor sirve para determinar, con base en sus características peligrosas (toxicidad o inflamabilidad), los radios de afectación resultantes de una liberación accidental y permitir a los equipos de respuesta de emergencia tener información suficiente y apropiada para tomar decisiones como evacuación de comunidades, establecimiento de distancias de seguridad, etc.

El modelo matemático más utilizado para modelar la dispersión de una liberación de un gas en el ambiente por su simplicidad es el modelo Gaussiano. El modelo determina la concentración puntual en estado estacionario de la nube de gas. En la siguiente ecuación se muestra el modelo matemático para la modelación de nubes de vapor en el sentido de la dirección del viento en estado estacionario.

$$C(x, y, z; H) = \frac{Q}{2 \sigma_y \sigma_z u} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{y}{\sigma_y}\right)^2\right] \left\{ \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{z-H}{\sigma_z}\right)^2\right] + \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{z+H}{\sigma_z}\right)^2\right] \right\}$$

donde:

- C - Concentración puntual en el receptor, $\mu\text{g}/\text{m}^3$
- H - Altura efectiva de la fuente emisora, m
- Q - Flujo másico de contaminante del emisor, $\mu\text{g}/\text{s}$
- u - Velocidad del viento, m/s

x, y, z - Coordenadas del receptor a nivel de piso, m

σ_y - Desviación estándar concentración de distribución de la pluma en el plano y, m

σ_z - Desviación estándar concentración de distribución de la pluma en el plano z, m

Para el equipo de respuesta a emergencias es necesario conocer el tipo de dispersión del material liberado, ya que determina la estrategia a emplear para tomar las decisiones sobre el plan de respuesta. Los principales tipos de dispersión de nubes de vapor se presentan en las figuras 4.4, 4.5 y 4.6.

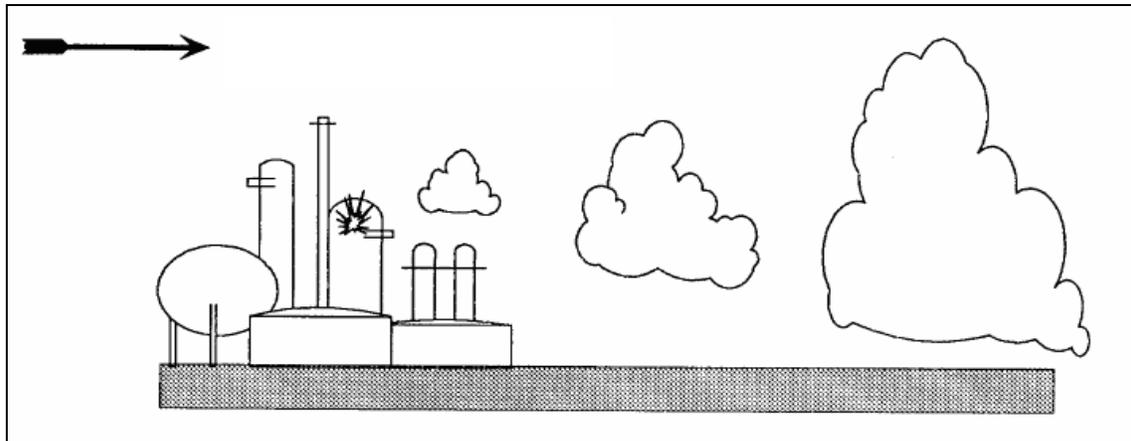


Figura 4.4
Dispersión de Bocanadas (puff) de vapores flotantes

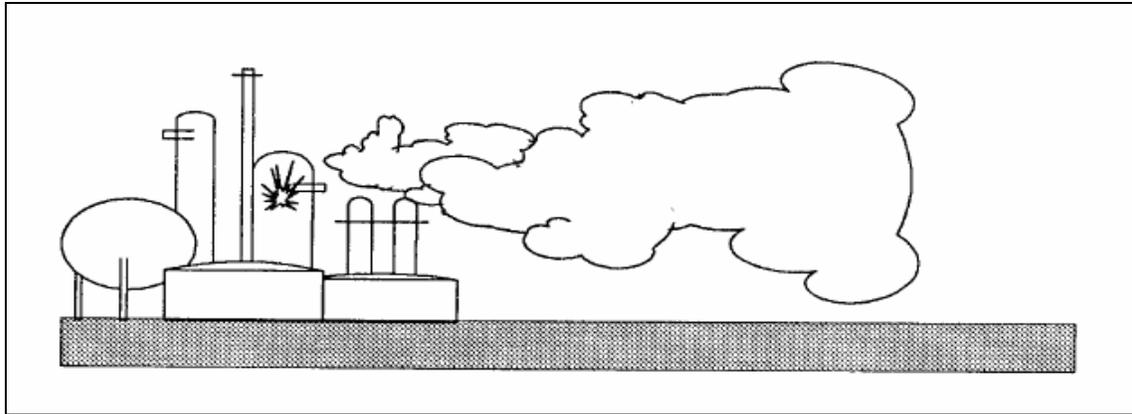


Figura 4.5
Dispersión de una pluma de vapores flotantes

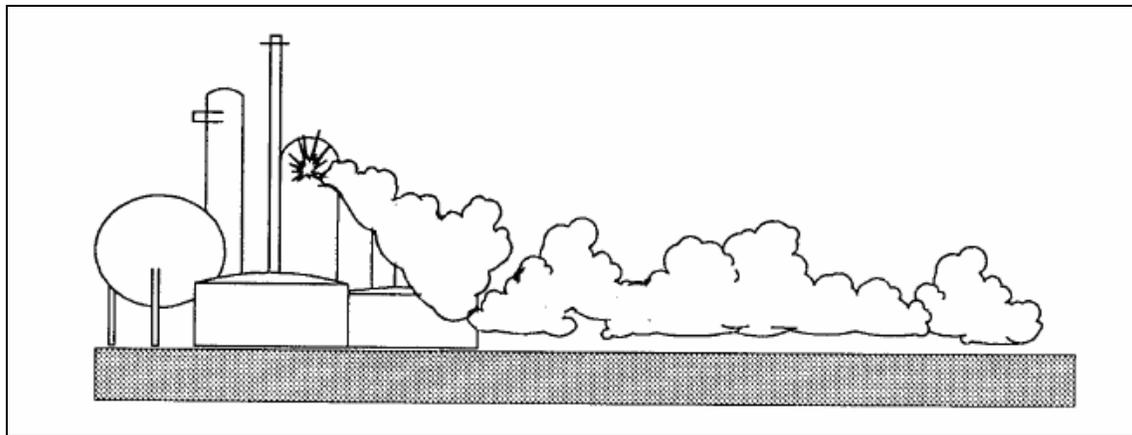


Figura 4.6
Dispersión de una pluma de una nube de vapores más pesados que el aire

Condiciones meteorológicas y topográficas

Las condiciones meteorológicas y topográficas son de gran importancia ya que ellas son las que gobiernan la dispersión de la nube en la atmósfera. En el caso de las primeras, las variables más importantes son la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica, y en el caso de la segunda, la rugosidad de la superficie y la presencia de construcciones u otras obstrucciones. (Lees, 1980)

Las condiciones topográficas del terreno tales como lomas, árboles, construcciones, etc., influyen de manera significativa sobre la manera en la que se dispersan los contaminantes en la atmósfera. En algunos casos, un cierto grado de rugosidad en el terreno es benéfico para incrementar la rapidez con la cual los contaminantes se mezclan con el aire y diluyen. (FEMA, 1989)

Para efectos de la evaluación de riesgo de una nube de vapor inflamable, los factores de interés son:

- Estabilidad atmosférica (estable, F), debido a que esto permitirá estimar la nube de mayor tamaño que se puede formar de una liberación accidental
- Viento (2 m/s), es la velocidad más pequeña que puede ser utilizada en la mayoría de los modelos
- Rugosidad de la superficie, es variable, ya que va desde el concreto (terminales de almacenamiento) hasta suelo (transporte por gasoductos). El valor más comúnmente utilizado es de 0.03 m

Modelos de fuego

La modelación de los accidentes que involucran sustancias inflamables sirve para conocer los radios de afectación de las consecuencias del evento. La radiación térmica es una forma de energía que absorbida en grandes cantidades puede causar daños graves como la muerte, quemaduras de 3er grado, daños a equipos, instalaciones y al ambiente. Los modelos toman en cuenta varios factores como: la radiación emitida por un cuerpo que se encuentra a alta temperatura, la forma geométrica de la flama debido a su interacción con el ambiente, su estado físico, condiciones de almacenamiento (presión y temperatura), tipo de liberación y las propiedades fisicoquímicas del material.

Para este estudio en particular los principales modelos de fuego son:

- Alberca de fuego (Pool fire)
- Chorro de fuego (Jet fire)
- Flamazo o incendio de nube de vapor (flash fire)

Modelo de Alberca de fuego (Pool fire)

El modelo de la flama de una alberca de fuego se representa por un cilindro inclinado en la dirección del viento, donde sus dimensiones son: Diámetro (D), altura (H), y ángulo de inclinación (θ).

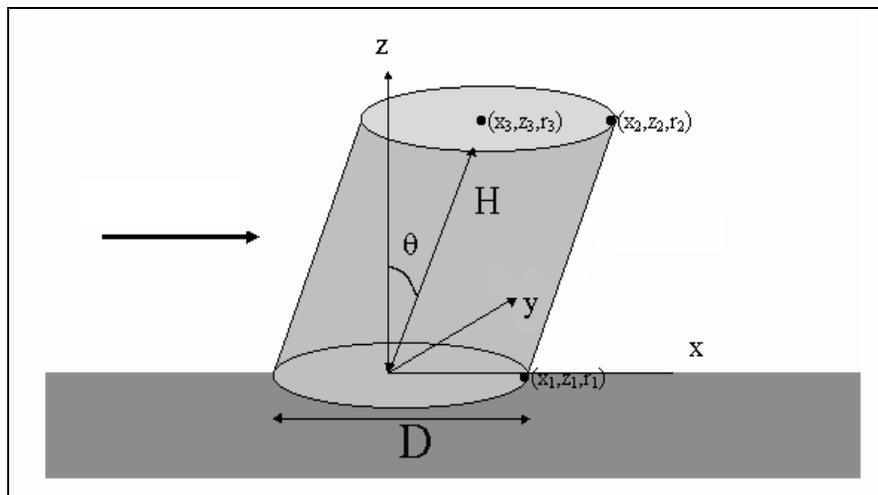


Figura 4.7

Modelo de flama de alberca de fuego

En este modelo el diámetro de la alberca (D) se puede proporcionar como información de entrada o como una fuente de salida de un modelo de vaporización. Cabe señalar, que el

diámetro es función de la relación entre la velocidad de vaporización y de liberación del material.

La longitud de la flama se calcula por medio de la correlación de Thomas, como se muestra en la ecuación:

$$H = 42 D \left[\frac{m}{\rho a \sqrt{g D}} \right]^{0.61}; \text{ (Mudan, 1984)}$$

$$m = m_{\max} \left[1 - e^{-\frac{D}{L_b}} \right]; \text{ (Burgess y Hertzberg, 1974)}$$

$$m_{\max} = 10^{-3} \frac{\Delta H_C}{\Delta H_v^*}$$

$$\Delta H_v^* = \Delta H_v + C_{pL} (T_b - T_a) \quad T_b > T_a$$

$$\Delta H_v^* = \Delta H_v \quad T_a > T_b$$

donde:

m_{\max} - Máxima velocidad de combustión (kg/s/m²)

ΔH_C - Calor de combustión

ΔH_v^* - Calor de vaporización modificado

ΔH_v - Calor de vaporización

El ángulo de inclinación (θ) se puede aproximar por la relación:

$$\frac{\tan \theta}{\cos \theta} = 0.7 \text{Re}^{0.109} \text{Fr}^{0.428}; \text{ (Jonson, 1992)}$$

$$\text{Re} = \frac{U_w D}{\nu_a}; \text{Fr} = \frac{U_w^2}{g D}$$

Rearreglando y despejando:

$$A = 0.7 \text{Re}^{0.109} \text{Fr}^{0.428}$$

$$\theta = \arcsin \left(\frac{-1 + \sqrt{1 + 4A^2}}{2A} \right)$$

Modelos de Chorro de fuego

La expresión de la longitud de una flama se basa en modelos expresados en la literatura junto con correlaciones experimentales de información. La longitud de la flama es

proporcional a la relación del peso molecular del combustible y el aire, y al diámetro del chorro; además es inversamente proporcional a la concentración límite del combustible.

Para chorros de flama turbulentos, el momento del chorro gobierna la forma de la flama. Además, el mezclado del combustible con el aire ambiental inducido por el momentum es muy eficiente y resulta en altas eficiencias de potencias emisivas.

En la figura 4.8 se muestran dos modelos geométricos de chorro de fuego, y en la tabla 4.1 una tabla comparativa utilizados por el paquete PHAST.

Desde el punto de vista conceptual, el modelo API utiliza una serie de círculos para modelar la flama a través de la suma de círculos de diferentes diámetros. Por el otro lado, el modelo API utiliza la geometría de un cono truncado para modelar la forma del chorro de fuego. (PHAST, 2007)

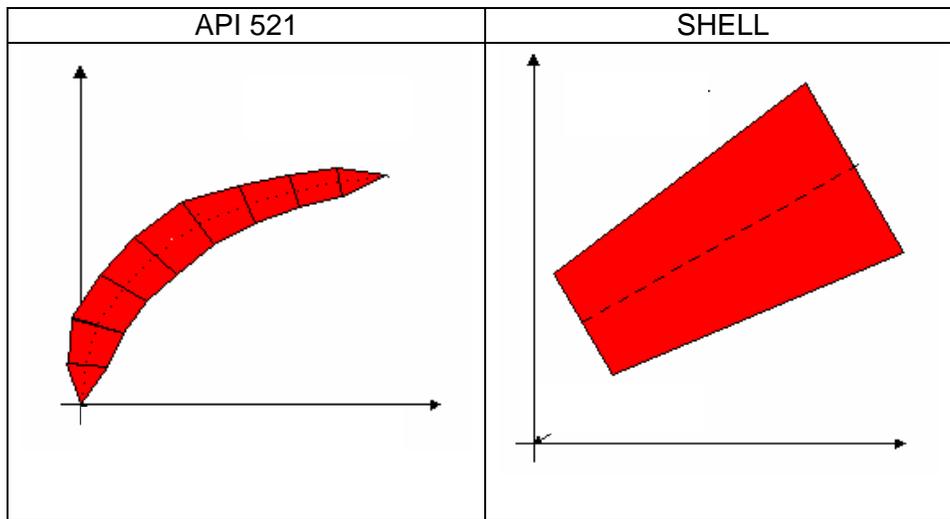


Figura 4.8
Modelos de chorros de fuego

Tabla 4.1
Tabla comparativa entre los modelos

Variable	Modelo	
	API 521	Shell
Longitud del chorro	$L = 0.003271918 \times (QH_{\text{Comb}})^{0.478}$	$\left(\frac{D_s \mathcal{L}}{L_{B0} W} \right)^2 = 0.2 + 0.024 \xi(L_{B0})$ $\xi(L_{B0}) = \left(\frac{g}{D_s^2 \nu_J} \right)^{\frac{1}{3}} L_{B0}$ $W = \frac{M_w}{15.816 M_w + 39.5}$ $\mathcal{L} = \left(\frac{W_{\text{Air}} T_1}{W_p T_{\text{Air}}} \right)^{\frac{1}{2}}$
Radio máximo de la flama	$R_{\text{max}} = \frac{0.1244L}{2}$	
Fración del calor emitido de la superficie de la flama	$F_s = (0.21 \exp(-0.00323U_0) + 0.11) f_{MW}$ $f_{MW} = \begin{cases} 1 & M_w < 21 \\ \sqrt{\frac{M_w}{21}} & 21 \leq M_w \leq 60 \\ 1.69 & 60 < M_w \end{cases}$	$F_s = \begin{cases} 0.21e^{-0.00323v_r} + 0.11 & M_w < 21 \\ (0.21e^{-0.00323v_r} + 0.11) \times \sqrt{\frac{M_w}{21}} & 21 \leq M_w \leq 60 \\ 1.69 \times (0.21e^{-0.00323v_r} + 0.11) & 60 < M_w \end{cases}$ $A = \frac{\pi}{4}(W_1^2 + W_2^2) + \frac{\pi}{2}(W_1 + W_2) \times \sqrt{R_L^2 + \frac{1}{4}(W_2 - W_1)^2}$ $W_{\text{surface}} = \frac{F_s MH_{\text{comb}}}{A}$
Potencia emisiva de la flama	$E_m = \frac{F_s QH_{\text{Comb}}}{A_{\text{Total}}}$	$E_m = \frac{F_s QH_{\text{Comb}}}{A_{\text{Total}}}$

4.3 Selección del modelo aplicado

Actualmente, en el mercado existen una gran cantidad de modelos y paquetes disponibles para modelar diversos escenarios de liberación, sustancias peligrosas, dispersión de nubes, incendios, explosiones, etc. Con toda esta diversidad de opciones, la selección del modelo se ha vuelto un aspecto relevante para lograr una modelación apropiada del escenario de estudio. Con base en una revisión de los principales modelos disponibles para la modelación de consecuencias, se proponen los siguientes criterios básicos:

- Capacidad de modelar los escenarios seleccionados
- Validación del modelo con datos experimentales
- El propósito de la creación del modelo (diseñar, toma de decisiones)
- La precisión del modelo
- El tipo de simplificaciones utilizadas
- Intervalos de tiempo de modelación y validez
- Inclusión de efectos meteorológicos y topográficos en la dispersión
- Disponibilidad de recursos

En la tabla 4.2 se muestran algunas de las diferencias entre los modelos ARCHIE y PHAST.

Tabla 4.2
Tabla comparativa de los modelos ARCHIE y PHAST

Parámetro	ARCHIE	PHAST
Propiedades físico-químicas	Sustancias puras	Sustancias puras y mezclas
Calculo de propiedades termodinámicas	Gas ideal	Ecuaciones de estado: - Redlich-kwong - Soave - Viral
Modelos de liberación	Una fase: Instantánea y continua	Una fase: Instantánea, continua y finita (GAS PIPE) Multifase: GAS PIPE TWO-PHASE
Modelos de Incendio	Alberca de fuego Chorro de fuego Incendio de nube de vapor	Alberca de fuego Chorro de fuego (API) Incendio de nube de vapor
Modelos de dispersión	Modelo Gaussiano	- Dispersión de nubes flotantes y densas - Adaptación automática de modelo de dispersión - Re-evaporación de alberca y aerosoles - Modelos multifases y multicomponentes - Liberación dentro de instalaciones

Con base en lo citado en el punto anterior se seleccionaron dos tipos de modelos, ambos aceptados a nivel internacional por los organismos gubernamentales encargados de salvaguardar la seguridad de la población y el ambiente de todas las actividades que involucran el manejo de sustancias peligrosas. Los paquetes seleccionados son: ARCHIE (Automated Resource for Chemical Hazard Incident Evaluation) y PHAST (Process

Hazard Analysis Software Tool). A pesar de que ambos modelos son ampliamente reconocidos, existen notables diferencias entre ellos.

4.4 Características del paquete comercial seleccionado

PHAST (Process Hazard Análisis Software Tool) es una herramienta que se utiliza en la industria química y del petróleo para evaluar situaciones que representan un peligro potencial a la vida, propiedad, el ambiente, y cuantificar su severidad. Los riesgos se pueden minimizar al rediseñar los procesos o instalaciones, modificar los procedimientos operacionales existentes o tomando acciones preventivas.

Este paquete se utiliza para identificar situaciones que tienen el potencial de causar consecuencias inaceptables a la población y al ambiente. También examina el progreso de un incidente potencial desde su liberación inicial, a través de formaciones de una nube o alberca, hasta su dispersión, y automáticamente selecciona el modelo que mejor se ajusta para describir la dispersión de acuerdo con la variación de las condiciones presentes.

Fuentes de liberaciones peligrosas

Una liberación peligrosa como una fuga, derrame o ruptura, pueden originarse de una gran variedad de fuentes, tales como tuberías largas y cortas, válvulas de seguridad, recipientes a presión y atmosféricos, discos de ruptura, etc. En cada caso, el volumen de material y la velocidad de liberación son los factores clave en la estimación de los efectos del incidente. PHAST calcula la velocidad de liberación para una gran variedad de escenarios, líquidos, vapor o mezcla de fases. La liberación puede ser instantánea u ocurrir durante un periodo de tiempo determinado y puede estar acompañada por el calentamiento de alguna fuente externa de o por energía internamente generada. En muchos casos el accidente causará que el proceso se despresurize, PHAST contiene un modelo para predecir tal comportamiento.

Dispersión de nubes

En el caso de una liberación que forma una nube, esta empieza a mezclarse inmediatamente con el aire que la rodea. Esta dispersión se ve afectada directamente por diferentes procesos que actúan simultáneamente. PHAST escoge el fenómeno apropiado (o secuencia de fenómenos) que controlan el comportamiento de la nube desde la formación hasta la dilución final. PHAST evalúa el tipo de nube, por ejemplo el escurrimiento rápido de nubes densas hacia el suelo y extensión de la nube al entrar en contacto con el aire por la parte superior y lateral.

Para el caso de dispersión de nubes, PHAST cuenta con las siguientes capacidades de modelado:

- Dispersión de nubes flotantes y densas
- Adaptación automática del modelo de dispersión
- Re-evaporación de alberca y aerosoles
- Modelos multifases y multicomponentes
- Liberación dentro de las instalaciones

Formación de la nube

Cuando existe una liberación de algún vapor o líquido volátil, se forma una nube que puede ser visible o invisible. La nube se transporta en la dirección del viento como vapor o como gotas de líquido suspendidas. Algo del líquido se dispersará y se re-evaporará durante su caída al suelo. El líquido que alcanza el suelo forma una alberca extendida, y dependiendo de la temperatura del suelo se podría evaporar. El nuevo vapor se puede re-combinar con la nube original. PHAST predice cuales fenómenos se manifestarán en la correcta secuencia y calcula todos los parámetros relacionados. La modelación incluye:

- Liberaciones dependientes del tiempo
- Formación de la llovizna y su caída
- Incremento del volumen del líquido
- Autorrefrigeración

Liberaciones de materiales inflamables

Una nube que contiene un gas inflamable no explota inmediatamente. Una vez que la nube se ha diluido a su límite superior de inflamabilidad, la rapidez de incendio y velocidad de la flama son los factores que controlan el tipo de fuego, y no la rapidez y velocidad de la liberación. PHAST identifica el tipo de incidente inflamable. Un incendio de una liberación instantánea se incendiará de regreso a la fuente mientras dure la liberación. Un líquido derramado sobre la superficie puede encontrar una fuente de ignición para formar un chorro de fuego.

CAPITULO V

EVALUACION DE RIESGOS

El gas natural es una sustancia peligrosa que a lo largo de la historia moderna del hombre ha ocasionado una gran cantidad de accidentes; pérdidas de vidas, económicas y un gran impacto adverso al ambiente.

Por esta razón su manejo representa un riesgo para el personal que labora en las instalaciones, la población adyacente y el ambiente. El riesgo se define como la probabilidad de que ocurra un accidente que ocasione daños a la población y al ambiente. La legislación mexicana establece, que el manejo del gas natural es una actividad riesgosa y obliga a los responsables de las instalaciones a presentar un Estudio de Riesgo.

La Evaluación del Riesgo Ambiental es un instrumento de planeación que permite, mediante la aplicación sistemática de una metodología, identificar, analizar y evaluar los riesgos ocasionados como resultado de las actividades de manejo de una sustancia peligrosa. Además, el estudio proporciona la información necesaria para elaborar un plan de prevención y mitigación de riesgos. Un estudio de riesgo está compuesto por dos partes, identificación de riesgos y el análisis de sus consecuencias. En la primera, se emplean una serie de metodologías de tipo cualitativo y cuantitativo para identificar y jerarquizar riesgos, y en la segunda se utilizan modelos matemáticos de simulación para cuantificar y estimar las consecuencias.

5.1 Metodología de jerarquización e identificación

Criterios de selección de las metodologías utilizadas para el análisis y evaluación de riesgos.

Actualmente existe una serie de variables que influyen en la selección de las metodologías de evaluación de riesgos, todas estas variables giran en relación a:

- ✓ Motivación del estudio,
- ✓ Tipo de resultados requeridos,
- ✓ Tipo de información disponible para realizar el estudio,
- ✓ Riesgo percibido asociado con el proceso o actividad objeto del estudio y
- ✓ Disponibilidad de recursos y preferencia del analista/dirección.

En la figura 5.1 se presentan los principales criterios para la selección de las metodologías y en la tabla 5.1 su simbología, utilizadas en el presente estudio.

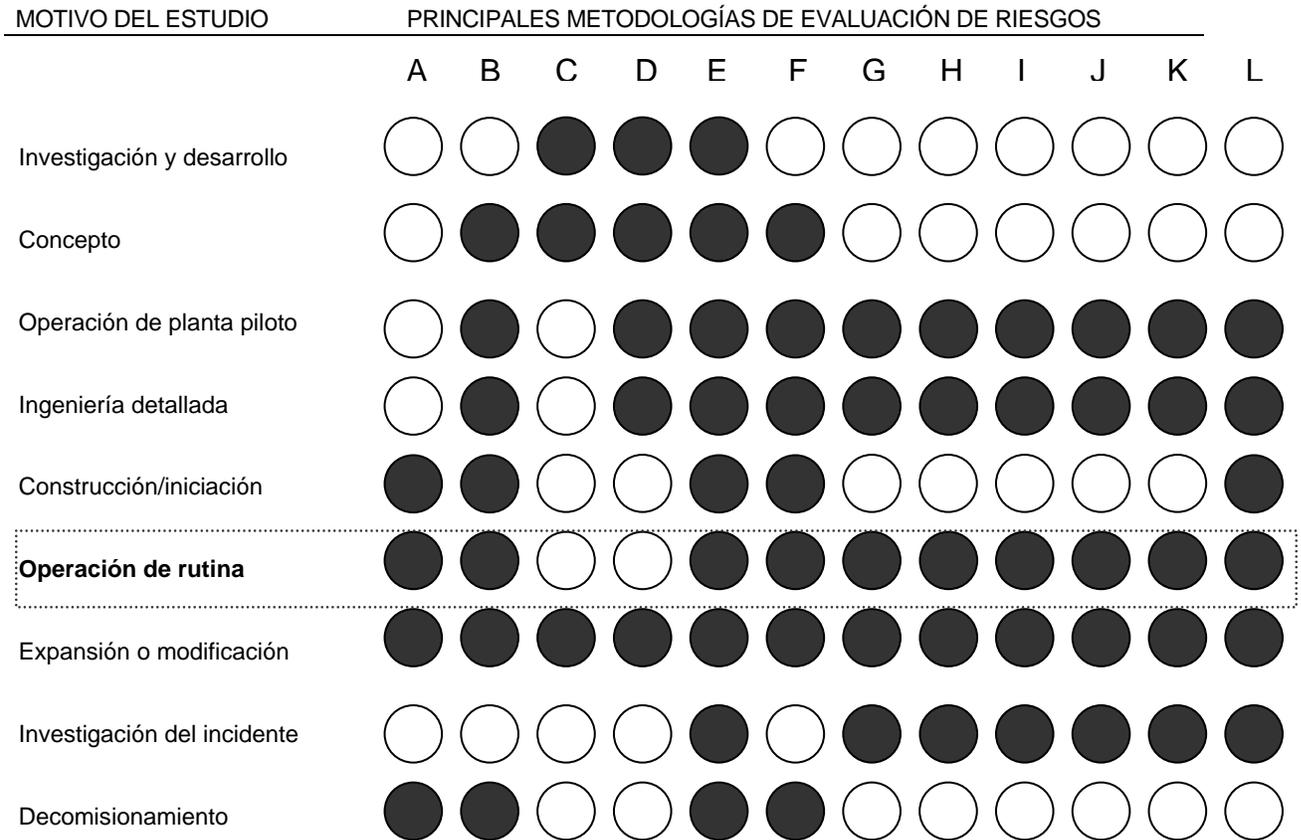


Figura 5.1
 Criterios para la selección de Metodologías de Evaluación de Riesgos

Tabla 5.1
 Simbología de la metodología de evaluación de riesgos

- | | |
|------------------------------------|---|
| A.- Evaluación de riesgo | G.- HAZOP |
| B.- Lista de comprobación | H.- Análisis de modo de falla y efectos |
| C.- Clasificación relativa | I.- Árbol de falla. |
| D.- Análisis preliminar de riesgo | J.- Árbol de evento. |
| E.- ¿Qué sí? | K.- Análisis de causa-consecuencia |
| F.- ¿Qué sí?/Lista de verificación | L.- Análisis de fiabilidad humana |

○ Raramente empleada o inapropiada

● Comúnmente utilizada

Un estudio HAZOP, Análisis funcional de operabilidad y evaluación de riesgo, es una forma estructural del "¿Qué pasa si?", diseñado para investigar desviaciones del diseño que pueden resultar en una situación de riesgo o evitar la operación eficiente, y proporcionar soluciones posibles a estos problemas. La estructura resulta de arreglos prescritos de palabras que son combinados para producir preguntas.

Objetivo

Un estudio HAZOP tiene dos objetivos principales:

- 1) Identificación de Riesgos: identificar las características de la planta, sistema de proceso, equipo, o procedimientos que representen accidentes potenciales.
- 2) Identificación de Problemas de Operabilidad: identificar problemas potenciales de operabilidad que pueden ocasionar que no se alcance la productividad de diseño.

La metodología HAZOP se puede resumir en los siguientes

1. Establecer los puntos específicos de estudio del proceso (nodos de estudio)
2. Determinar la intención de diseño o funcionamiento del elemento
3. Determinar las posibles desviaciones de la intención de diseño
4. Determinar las causas de las desviaciones
5. Determinar una acción sugerida que ayude a prevenir una causa particular o para mitigar una consecuencia particular
6. Determinar todas las desviaciones significativas para un nodo de estudio específico (combinación completa de todos los parámetros con todas las palabras clave que producen desviaciones significativas)
7. Seleccionar un nuevo nodo

Metodología de jerarquización de riesgos:

Una vez identificados y evaluados los principales riesgos presentes para la operación del proyecto, a continuación se presenta una técnica cuantitativa de matriz de frecuencia contra consecuencia para poder jerarquizar los principales riesgos presentes en el estudio y obtener un índice de riesgo.

La técnica utiliza Índices de Frecuencia e Índices de Consecuencia los cuales, al ser combinados en una matriz, generan un Índice Global de Riesgo.

En la tabla 5.2 se muestra el índice de consecuencia el cual determina el grado de daño que pudiera ocasionar el accidente o evento considerado. Los principales criterios son la pérdida de vidas y daño a equipo de proceso.

Tabla 5.2
 Índice de consecuencia

RANGO	CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
C-4	Catastrófica	Fatalidad / daños irreversibles y pérdidas de producción mayores a USD \$ 1,000,000.00
C-3	Severa	Heridas múltiples / daños mayores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$ 500,000.00 y USD \$ 1,000,000.00
C-2	Moderada	Heridas ligeras / efectos reversibles a la salud y daños mínimos a propiedades y pérdida de producción
C-1	Ligera	No hay heridas / daños mínimos a propiedades y pérdidas de producción

Fuente: DUPONT, 2003

Tabla 5.3
 Índice de Frecuencia

RANGO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN
F-4	Frecuente	Ocurre al menos una vez durante el tiempo de vida de la instalación (10 años)
F-3	Poco Frecuente	Ocurre una vez entre 1 y 10 años
F-2	Raro	Ocurre una vez entre 10 y 100 años
F-1	Extremadamente Raro	Ocurre una vez entre 100 y 10,000 años o más

Fuente: DUPONT, 2003

La tabla 5.3 ejemplifica que a mayor calificación, mayor es el riesgo. Es importante considerar que la descripción de los diferentes rangos de los índices solo se deberá tomar como base para poder discernir entre un escenario y otro.

En la tabla 5.4 se muestra la matriz de evaluación de riesgo que se utiliza para establecer el índice de riesgo ocasionado por las actividades realizadas, tomando en cuenta la frecuencia de ocurrencia y el alcance de las consecuencias. Por otro lado, en la tabla 5.5 se establece el índice de el nivel de riesgo y los medios para su control.

Tabla 5.4
 Matriz de evaluación de riesgo

F-4	IV	II	I	I
F-3	IV	III	II	I
F-2	IV	IV	III	II
F-1	IV	IV	IV	II
	C-1	C-2	C-3	C-4

Fuente: DUPONT, 2003

Tabla 5.5
 Índice de Riesgo

RANGO	RIESGO	DESCRIPCIÓN
IV	Aceptable	Riesgo generalmente aceptable
III	Aceptable con controles	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos de control del proceso.
II	Indeseable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles, tanto de ingeniería como administrativos, en un periodo de 3 a 12 meses.
I	Inaceptable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles, tanto de ingeniería como administrativos, en un periodo de 3 a 6 meses.

Fuente: DUPONT, 2003

Metodología para elaborar un escenario de riesgo (US EPA, Agencia Protección Ambiental de Estados Unidos)

Debido a la escasa información y recursos disponibles (para realizar un análisis de riesgo formal), se recomienda la utilización del método de árbol de eventos y la guía de la US EPA (Risk Management Program Guidance for Off-site Consequence Analysis) para realizar un análisis de consecuencias sobre los riesgos ocasionados por el manejo del gas natural.

Parámetros para seleccionar el peor escenario de una sustancia inflamable (definido, como la mayor cantidad de material que puede producir una explosión a partir de una nube de vapor).

Metodología:

1. Seleccionar el escenario:
Identificación de la sustancia (Nombre, No. CAS)
Identificar la mayor cantidad de material en el recipiente más grande o tubería.
(Cantidad en kg)
2. Determinar la distancia al punto final (endpoint) (definido como una sobrepresión de 1 psi, y el factor de rendimiento se asume ser 10% del modelo TNT equivalente)

Estimar la distancia a 1 psi (Distancia a 1 psi en metros) utilizando tabla

Alternativamente estimar distancia a 1 psi utilizando ecuación

Para una sustancia pura:

Calor de combustión (kJ/kg)

Distancia a 1 psi en metros

Parámetros:

- Punto final
Sobrepresión de 1 psi para una explosión de una nube de vapor
- Velocidad del viento/Estabilidad
Utilizar una velocidad de viento de 1.5 m/s y una estabilidad clase F, a menos de que se tenga información de velocidades mínimas menores o una atmósfera menos estable por un periodo de 3 años
- Temperatura ambiente/Humedad
Utilizar la temperatura más alta registrada en el sitio durante los últimos 3 años y la humedad promedio
- Altura de la emisión
Asumir nivel del piso
- Topografía
Se puede utilizar urbana o rural
- Gases densos o flotabilidad neutral
Utilizar el modelo adecuado

- Temperatura de la sustancia liberada
 - Para líquidos (que no sean para gases licuados por refrigeración), utilizar la máxima temperatura en los últimos 3 años, o la temperatura más alta del proceso, la mayor.
 - Asumir que los gases licuados por refrigeración a presión atmosférica se liberan a su temperatura de ebullición
- Cantidad emitida
 - Si la sustancia inflamable es un gas a temperatura ambiente y manejado como un gas o líquido bajo presión o si la sustancia inflamable es un gas manejado como un líquido refrigerado y si no está contenido cuando se libera o la alberca de contención es de 1 cm o menor, se debe asumir que todo el material se encuentra como gas y que forma la explosión
 - Si una sustancia inflamable es un líquido o un gas refrigerado liberado en un área confinada con una profundidad mayor a 1 cm, se puede asumir que la cantidad que se volatiliza en 10 min forma la explosión

Parámetros para seleccionar un escenario alternativo de una sustancia inflamable (definido, como un escenario con mayor probabilidad de ocurrencia que el peor)

Metodología:

1. Seleccionar el escenario
 - 1.1 Identificación de la sustancia (Nombre, No. CAS)
 - 1.2 Identificación de las condiciones de almacenamiento o proceso de la sustancia inflamable (tratar los gases licuados por refrigeración como líquidos)
 - Gas presurizado no licuado
 - Gas licuado bajo presión
 - Gas licuado por refrigeración
 - Líquido a presión atmosférica
 - Líquido bajo presión mayor a la atmosféricaIdentificar el escenario apropiado
 - Incendio de una nube de vapor
 - Alberca de fuego
 - BLEVE/bola de fuego
 - Explosión de una nube de vapor
 - Otro
2. Determinar la velocidad de liberación
 - Velocidad de liberación para un incendio de nube de vapor
 - Para liberaciones de gases y líquidos flash (velocidad kg/min)
 - Líquidos (sin vaporización)
 - Velocidad de liberación del líquido (kg/min)
 - Duración (min)
 - Cantidad en la alberca (kg)
 - Velocidad de liberación al aire (kg/min)
 - Determinar el área de la alberca para una alberca de fuego
 - Cantidad en la alberca (kg)
 - Área de la alberca (m²)

- Determinar la cantidad para una BLEVE
 - Determinar la cantidad en el tanque (kg)
- Determinar la cantidad para una explosión de una nube de vapor
 - Determinar la cantidad en el tanque (kg)
- 3. Determinar la distancia al punto final
 - 3.1 Identificar el punto final adecuado
 - LII (Límite inferior de inflamabilidad)
 - 5 kW/m² por 40 segundos
 - Sobrepresión de 1 psi
 - 3.2 Determinar la distancia de LII para un incendio de una nube de vapor
 - Determinar la densidad del vapor (denso o neutral)
 - Determinar la topografía del sitio (Rural o urbana)
 - Determinar la tabla o modelo a utilizar
 - Encontrar la distancia al LII
 - 3.3 Determinar la distancia de calor de radiación punto final para una alberca de fuego
 - Calcular la distancia a 5 kW/m² (Factor de fuego de la alberca ,PFF, área de la alberca (m²) y distancia (m))
 - 3.4 Determinar la distancia de sobrepresión para una explosión de una nube de vapor
 - Determinar la distancia a 1 psi (la cantidad en la nube puede ser menor que la cantidad total y el factor de rendimiento puede ser menor al 10%) (FFF, Factor de fracción de evaporación distancia a 1 psi)

Parámetros requeridos:

- Punto final
Sobrepresión de 1 psi para explosiones de nubes de vapor
Radiación de 5 kW/m² para bolas o albercas de fuego
LII (Límite inferior de inflamabilidad) para fuegos de nubes de vapor
- Velocidad del viento/estabilidad
Utilizar la temperatura y humedad promedio del lugar
- Altura de la liberación
La altura se determina de acuerdo al escenario
- Topografía
Utilizar rural o urbana
- Gases densos o neutrales
Utilizar tabla o modelos adecuados
- Temperatura de la sustancia liberada
Se puede considerar la temperatura de proceso o ambiente de acuerdo al escenario
(USEPA, 2004)

5.2 Escenarios de almacenamiento

El almacenamiento de gas natural será una actividad crítica en los próximos 5 años para el país, por tal motivo es de crucial importancia el establecer cuales son los principales riesgos involucrados durante su manejo y almacenamiento. El almacenamiento es una actividad altamente peligrosa debido a las propiedades intrínsecas del gas natural licuado y las condiciones extremas requeridas para su almacenamiento (temperaturas criogénicas por debajo de -160°C). A pesar de esta situación, el almacenamiento es una actividad ampliamente normada en su diseño, construcción, operación y mantenimiento. A continuación se mencionan algunas de las medidas de seguridad más importantes utilizadas para minimizar los riesgos ocasionados:

- Contención primaria
- Contención secundaria
- Sistemas de salvaguarda
- Distancias de separación
- Normatividad industrial en materia de diseño, ingeniería, construcción, mantenimiento y sistemas de seguridad

En el caso de los contenedores, estos son regulados por estándares y prácticas de ingeniería de la industria del petróleo reconocidos a nivel internacional. Los sistemas de salvaguarda tienen el objetivo de minimizar y mitigar los efectos de alguna liberación accidental. Para este nivel de protección, las operaciones con GNL utilizan sistemas detectores de gas, y fuego para identificar rápidamente cualquier fisura en el contenedor, y contar con sistemas remotos y automáticos de cerrado para minimizar fugas y derrames en caso de falla. Adicionalmente, se incluyen sistemas operativos para ayudar a prevenir y mitigar los riesgos asociados. (UH, 2003)

La distancia de separación es un requisito regulatorio obligatorio para la instalación de terminales de almacenamiento de GNL, tiene como objetivo el establecer una distancia de seguridad en caso de algún accidente con respecto a las instalaciones industriales adyacentes, comunidades y otras áreas públicas. Las distancias de seguridad o zonas de salvaguarda se basan en la información obtenida del modelado del escenario. En el caso del almacenamiento, los factores que determinan las distancias son la dispersión de la nube de vapor, y los niveles de afectación por radiación térmica (alberca de fuego). (UH, 2003).

Las terminales de almacenamiento están sujetas a la inspección y vigilancia de organizaciones como, Sociedad internacional de operadores de tanques y terminales de gas (SIGTTO), Asociación de procesadores de gas (GPA) y la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA), con el fin de asegurar que se implementen y cumplan los criterios de diseño, construcción, pruebas, operación y mantenimiento. (UH, 2003)

5.2.1 Identificación de peligros

La investigación realizada señala que uno de los principales peligros que presenta una Terminal de Regasificación de GNL es la formación de una nube de vapor de 1000 t de gas natural líquido, que puede generar un incendio severo o explosión.

La liberación del material puede deberse a un derrame durante las operaciones de llenado y vaciado de tanques o por falla de alguno de sus sistemas. El derrame puede ocurrir en el mar o en tierra. (Lees, 1980)

Según lo publicado en la Conferencia de CCPS (Center for Chemical Process Safety) por parte de DNV en el 2004, uno de los escenarios más probables de un accidente con GNL es la liberación de material a partir de una falla del sistema de descarga (jetty). (Pitblado, 2004)

Los principales peligros que presenta el almacenamiento de gas natural líquido son:

- Alberca de fuego (pool fire).- Al ocurrir un derrame de GNL cerca de una fuente de ignición, el gas evaporado que se encuentre entre los límites de inflamabilidad se incendiará en forma de una alberca de fuego. La alberca resultante, se dispersará al extenderse lejos de su fuente. Este tipo de incendio es intenso, comparado con los incendios de petróleo y gasolinas, ya que abarca distancias mayores y se propaga más rápido. Muchos expertos consideran que la alberca de fuego, especialmente la generada en agua, presenta el riesgo más serio del GNL. (CRS, 2003)
- Nubes de vapor.- Si el GNL derramado no encuentra una fuente de ignición inmediata, el gas natural evaporado formará una nube de vapor que puede viajar lejos de su fuente. Si la nube posteriormente encuentra una fuente de ignición, aquellas partes de la nube que se encuentren dentro de los límites de inflamabilidad se incendiarán. Debido a que solamente una fracción de la nube podría estar dentro de la zona de inflamabilidad, la nube probablemente no explotaría en su totalidad en ese instante, pero el fuego generado podría causar un daño considerable. El incendio de una nube de vapor gradualmente se podría incendiar de regreso a la fuente del derrame, donde se originaron los vapores y continuar incendiándose, pero ahora como una alberca de fuego. (CRS, 2003)

5.2.2 Descripción de una instalación típica

La British Gas Corporation opera en la isla de Canvey una terminal de gas natural líquido que se utiliza para la importación y almacenamiento de gas natural licuado (GNL) proveniente de Algeria. Al año se realizan 50 entregas, las cuales son transportadas por 2 buques especialmente diseñados con capacidad de 12,000 t cada uno. El GNL se bombea del buque hacia varios tanques de almacenamiento totalmente refrigerados con una capacidad total de aproximadamente 100,000 t. Por otra parte, el gas natural regasificado se comprime y envía a la red de gasoductos. En la figura 5.2 se muestra un esquema típico de este tipo de instalaciones.

La instalación cuenta con los siguientes tanques, todos a presión atmosférica y una temperatura de -162°C :

- 6 x 4000 t, tanques sobre el nivel del piso
- 2 x 1000 t, tanques sobre el nivel del piso
- 4 x 20,000 t, tanques enterrados

Para este estudio se llevó a cabo una investigación que incluyó varios escenarios y peligros, además se realizó la estimación de la probabilidad de varios eventos y sus consecuencias. Algunas de las fuentes utilizadas en el estudio incluyeron los sectores: industrial (petróleo, química, proceso y transporte); gubernamental (dependencias de transporte terrestre, marítimo, aéreo y fuego); asociaciones profesionales (AIChE, American Institute of Chemical Engineers); foros internacionales de seguridad; asociaciones industriales (industria química, Instituto del petróleo, API (Instituto Americano del Petróleo); aseguradoras (Lloyds, Det Works Veritas, agencia de protección del fuego); agentes gubernamentales (Guardia costera americana, Departamento de transporte americano y la OECD); laboratorios de investigación y especialistas en la materia. (Lees, 1980)

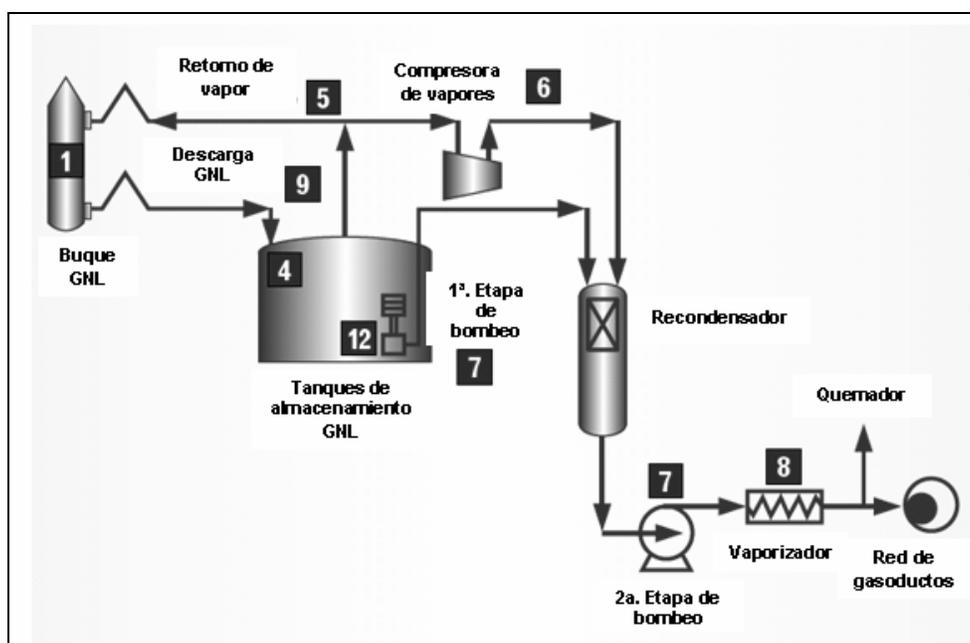


Figura 5.2
 Esquema típico de una Terminal de Regasificación de GNL

En la tabla 5.6 se muestran las probabilidades de ocurrencia de falla de un tanque de almacenamiento, obtenidas a partir del análisis y estudio previamente mencionado.

Tabla 5.6
 Información de fallas y eventos del estudio Canvey

Instalación/Actividad		
Tanque GNL sobre nivel de piso	Frecuencia de falla por fatiga	$2 \times 10^{-4} /y$
	Frecuencia por sobrepresurización de sobrellenado	$10^{-5} /y - 10^{-4}/y$
	Frecuencia por mezclado (rollover) que involucra daño estructural	$10^{-5} /y - 10^{-4}/y$

Fuente: Lees, 1980

De igual forma, con el fin de establecer los criterios para la creación del escenario, se hace referencia a la norma oficial mexicana NOM-013-SECRE-2004 Requisitos de seguridad en terminales de GNL, donde establece en el punto 107.3.5 el derrame de diseño para determinar las distancias de exclusión por dispersión de nubes y por incendio de GNL derramado en una instalación de almacenamiento de gas natural líquido. En la tabla 5.7 se muestran los criterios para el diseño del derrame.

Tabla 5.7
 Criterios de diseño para derrames

Origen del derrame	Criterios de diseño	Duración del derrame de diseño
Tanques llenos hasta el tope	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del tanque entregan su caudal a su capacidad nominal máxima.	10 min
Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.	El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.	10 min

Fuente: SECRE, 2004

De la revisión bibliográfica realizada de los estudios de riesgo presentados ante la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), se obtuvieron los siguientes datos sobre las dimensiones típicas de un tanque de almacenamiento y la capacidad de llenado por medio de bombas.

Un tanque típico tiene la capacidad de 165,000 m³ (70,000 t) con dimensiones aproximadas de 75 m de diámetro y 38 m de altura y se llena con una bomba que opera a 13,750 m³/hr. (230 m³/min) y presión de 8.273 MPa (1200 psia). (Ortega, 2002).

5.2.3 Selección del sitio

En el país se tienen determinados puertos estratégicos del país para la construcción de las terminales de regasificación para recibir GNL a lo largo de la costa del pacífico y del golfo. En la tabla 5.8 y figura 5.3 se muestran los sitios que contarán con terminales de regasificación y sus condiciones meteorológicas:

Tabla 5.8
 Condiciones meteorológicas, escenarios almacenamiento

Sitio	Temp media °C	Temp max. °C	Humedad relativa %
Altamira, Tamps	16	35.5	65.5
Ensenada, BCS	15	30	----
Topolobampo, Sin	24.4	35.9	68
Manzanillo, Col	28	36	90
Lázaro Cárdenas, Mich	26	35	83
Salina Cruz, Oax	25	35	----
Quintana Roo	26	35	68

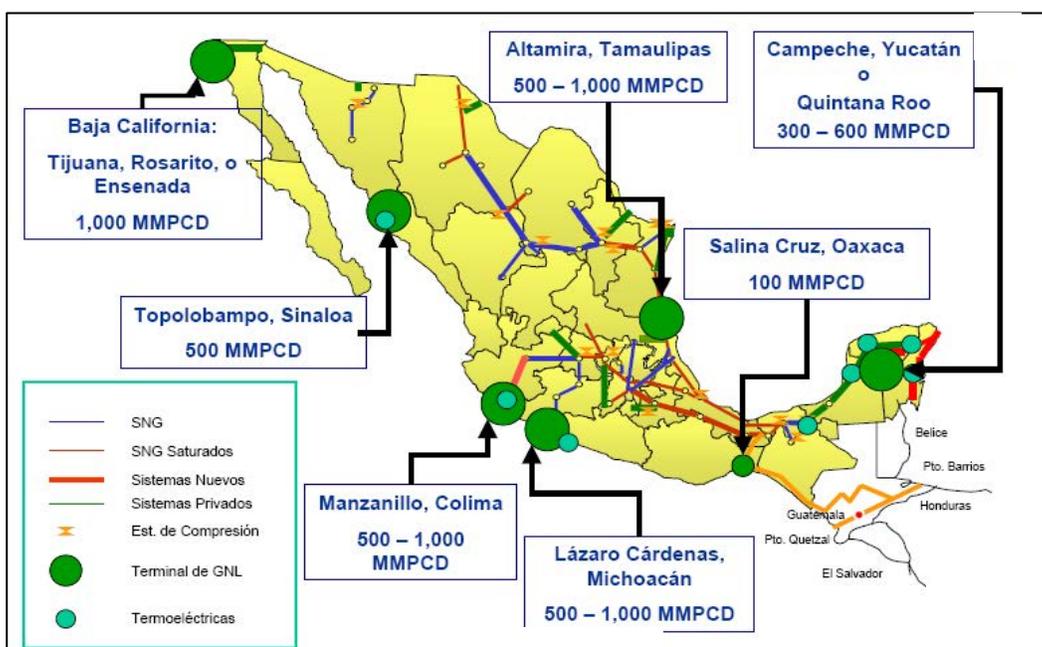


Figura 5.3
 Terminales de regasificación de GNL

5.2.4 Parámetros de modelación

Dentro de la modelación, los parámetros concernientes a las condiciones meteorológicas (estabilidad atmosférica, velocidad y dirección del viento) del sitio son fundamentales, debido a que son el factor determinante en la dispersión de un contaminante. (NIWAR, 2004).

En caso de no contar con la información meteorológica del sitio el Código Federal de Regulaciones de los Estado Unidos (CFR Título 49, Capítulo I, Parte 193), establece cuales son los valores de los parámetros para llevar a cabo la modelación de los escenarios de almacenamiento, se muestran a continuación:

1. Estabilidad atmosférica F
 2. Velocidad de viento de 2 m/s
 3. Humedad relativa 70%
 4. Temperatura 21°C
 5. Altura del receptor (0.5 m)
 6. Factor de rugosidad de la superficie (0.17, áreas rurales e industriales)
- (CFR, 2001)

En todos los casos, las modelaciones las modelaciones se realizaron tomando en cuenta las siguientes condiciones de estabilidad atmosférica: 1.5/F (muy estable), 1.5/D (menos estable pero con la misma velocidad del viento) y 5/D (altamente inestable). Cada columna se refiere a la estabilidad atmosférica según la clasificación de Pasquill (A, B, C, D, E y F) y la velocidad del viento. Los resultados de la modelación se muestran desde las condiciones ambientales más estables (menor velocidad del viento y alta estabilidad) hasta la más inestable (máxima velocidad y menor estabilidad) que se pueden presentar en el sitio.

5.2.5 Escenarios de liberación

Con base en la información recolectada se proponen dos de los escenarios más probables de riesgo que pueden suceder en una terminal de regasificación de GNL, junto con la secuencia y modelación del evento:

- Escenario 1 (Derrame de GNL por sobrellenado de tanques):
 1. Liberación continua
 2. Formación de alberca, cálculo de alberca y evaporación
 3. Incendio de la alberca (temprana y tardía)
 4. Dispersión de la nube de vapor (flamazo)
 5. Estimación de radios de afectación
- Escenario 2 (Derrame de GNL por falla de brazos de descarga “jetty”):
 1. Liberación continua
 2. Formación de alberca, calculo de alberca y evaporación
 3. Incendio de la alberca (temprana y tardía)
 4. Dispersión de la nube de vapor (flamazo)
 5. Estimación de radios de afectación

5.2.6 Modelación

La elaboración de los escenarios es una de las partes más importantes de la evaluación del riesgo ya que si el escenario se construye lo más apegado a la realidad, los resultados proporcionarán información muy útil sobre el comportamiento del material y sus consecuencias. La normatividad que rige la modelación de consecuencias es:

- NFPA 59 A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) 2001 Edition
- CFR 49 Part 193. Transportation. Liquefied Natural Gas Facilities
- NOM-013-SECRE-2004 Requisitos de seguridad en Terminales de GNL

En la tabla 5.9 se muestran los daños que puede ocasionar la exposición a los diferentes niveles de radiación térmica ocasionados por un incendio.

Tabla 5.9
 Daños causados a diferentes niveles de radiación térmica

Flux Incidente (kW/m ²)	Tipo de daño causado	
	Daño a equipo	Daño a la población
37.5	Daños a equipos de proceso	100% de fatalidades en 1 min 1% fatalidades en 10 s
25	Energía mínima para incendiar la madera durante una exposición larga sin presencia de flama	100% de fatalidades en 1 min, Heridas significativas en 10 s
12.5	Energía mínima para incendiar la madera con una flama, funde tubería de plástico	1% de fatalidades en 1 min Quemaduras de primer grado en 10 s
4	Ninguno	Causa dolor si la exposición es mayor a 20 s pero es poco probable que produzca ampollas
1.6	Ninguno	No causa problemas por exposiciones largas

Fuente: World Bank, 1988

Para el caso de un incendio de una nube de vapor (flamazo), los niveles de afectación se determinan con base en el límite inferior de inflamabilidad. Por medio de un modelo de dispersión se pueden determinar los contornos de una nube de vapor, los límites inferior y superior de inflamabilidad. Sin embargo, existe poca información sobre los efectos del incendio de una nube de vapor sobre las personas. De forma conservativa, se estima que todas las personas que se encuentran dentro de los niveles de inflamabilidad en una nube de vapor perderán la vida. (World Bank, 1988).

Los niveles de afectación son las magnitudes establecidas por la normatividad que determinan las zonas de riesgo y seguridad, en el caso de un incendio se determinan por los niveles de radiación y en las nubes de vapor inflamables por el límite inferior de inflamabilidad. La SEMARNAT establece como requisito obligatorio que todos los estudios de riesgo que se ingresan señalen los radios de afectación en dos franjas, una zona de riesgo y otra de amortiguamiento, con el fin de delimitar las zonas de seguridad. En la tabla 5.10 se muestran los valores de radiación y su descripción.

Tabla 5.10
 Radios de afectación por radiación térmica y explosividad

Zona	Radiación	Incendio nube de vapor (flamazo)
Alto Riesgo	5 kW/m ²	Límite Inferior de inflamabilidad
Amortiguamiento	1.4 kW/m ²	½ Límite inferior de inflamabilidad

Fuente: SEMARNAT, 2005

Para el estudio de las consecuencias en los riesgos involucrados en el almacenamiento de GNL se proponen dos escenarios con varios casos:

- I. Sobrellenado de tanque de GNL por 10 min
 - a) Liberación por válvula de seguridad del tanque, 100 kPa
 - b) Liberación por válvula de seguridad de la tubería, 600 kPa
 - c) Composición del LNG vs Metano

- II. Ruptura del brazo de descarga del buquetanque, "Jetty"
 - a) Liberación de todo el material en 10 min, concreto
 - b) Liberación de todo el material en 10 min, agua de mar
 - c) Ruptura de línea de descarga, concreto
 - d) Ruptura de línea de descarga, agua de mar

A continuación se proponen dos escenarios para estudiar los riesgos ocasionados por un derrame de gas natural líquido en una terminal de almacenamiento y regasificación de GNL.

Escenario 1 (Sobrellenado del tanque por 10 min):

Caso a)

Modelo Peor liberación: 10 min liberación (todo el inventario se libera en 10 min por la válvula de seguridad del tanque)
Dirección de la liberación: Vertical
Altura de liberación: 38 m
Flujo alimentación al tanque: 13,750 m³/h (Información DTI, flujo de 2 bombas)
Tiempo de sobrellenado: 10 min
Inventario de liberación: 978,000 kg
Presión en el tanque: 100 kPa (1 bar)
Temperatura: -162 °C

Resultados:

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	355.917	182.482	35.0165
LII	(44000 ppm)	1679.79	506.047	587.749
LII Frac	(22000 ppm)	3169.10	936.328	965.926

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	903.869	903.869	886.747
Radiación	5.0 kW/m ²	517.916	517.916	620.921
Radiación	12.5 kW/m ²	-----	-----	444.881

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	123.697	230.018	38.730
Radiación	5.0 kW/m ²	75.952	134.747	38.588
Radiación	12.5 kW/m ²	53.882	90.455	38.588

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	218.604	415.102	43.420
Radiación	5.0 kW/m ²	130.593	242.233	41.346
Radiación	12.5 kW/m ²	89.724	161.088	40.176

Dispersión de la nube de vapor

En el caso de las graficas de dispersión se grafican en el eje de las Y el ancho de la nube y en el eje de las X el alcance de la nube en la dirección del viento. En todos los casos la nube representa una concentración homogénea de ½ Límite Inferior de inflamabilidad del gas natural (22000 ppm).

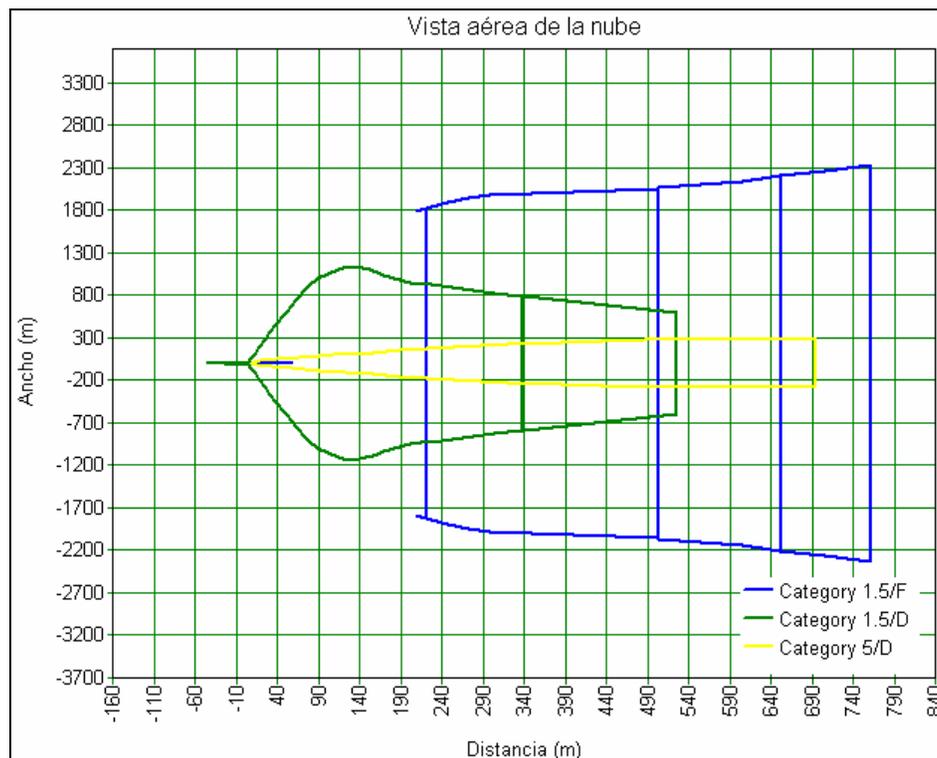


Figura 5.4

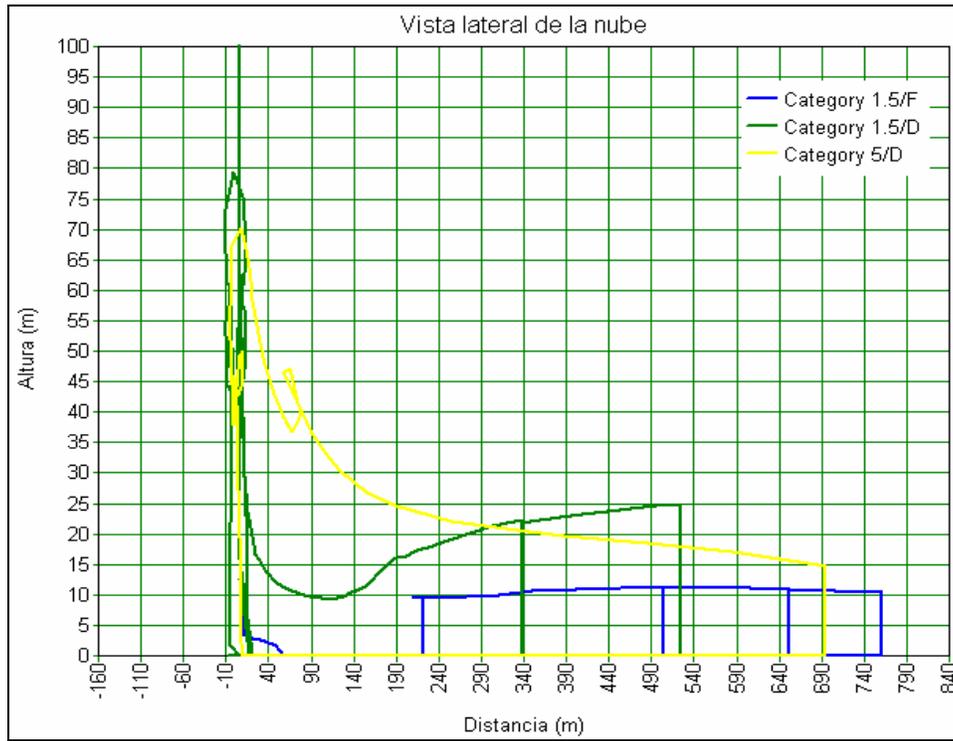


Figura 5.5

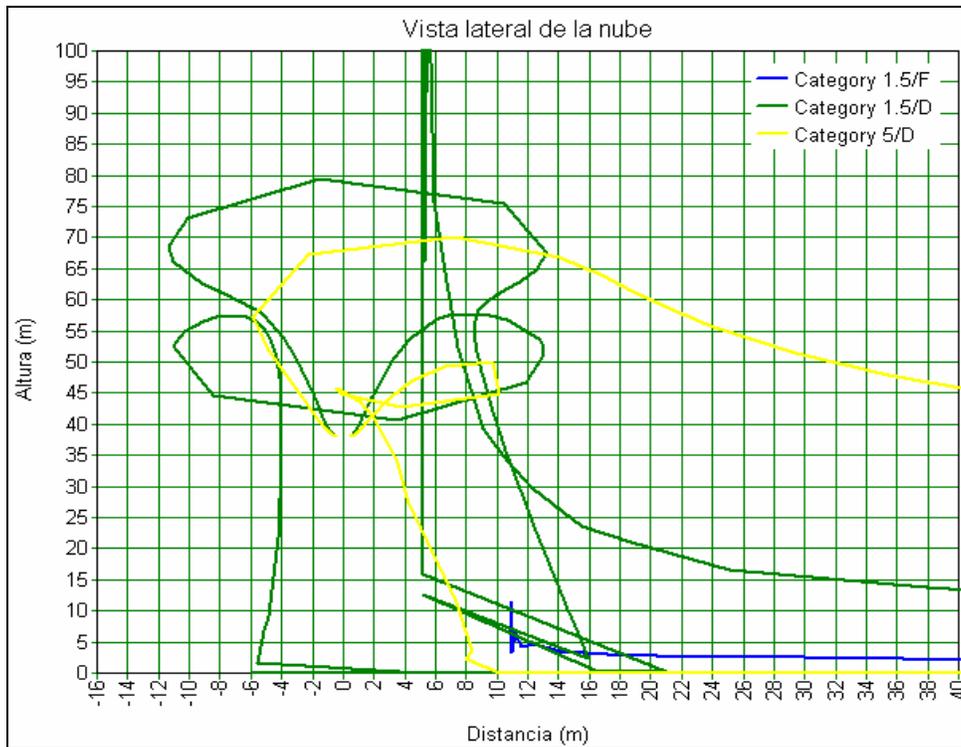


Figura 5.6

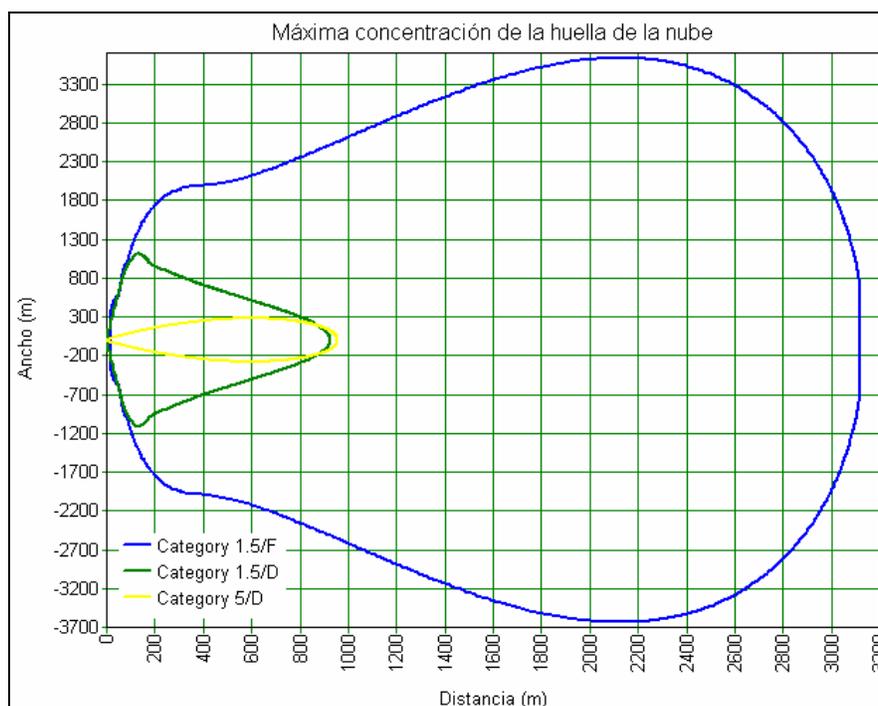


Figura 5.7

Conclusiones:

En este escenario el modelo que determina el mayor radio de afectación es el de dispersión con una distancia de 3,100 m (1/2 LII). En caso de que la liberación no encontrará una fuente de ignición hasta alcanzar la máxima dispersión, la nube se incendiaría generando un flamazo que abarcaría dicho radio. La variable que más afecta la dispersión es la estabilidad atmosférica, ya que el radio de afectación al cambiar la estabilidad de F a D (categorías de Pasquill para la estabilidad atmosférica, A extremadamente inestable y F extremadamente estable) a la misma velocidad se reduce en un 70%, (936 m).

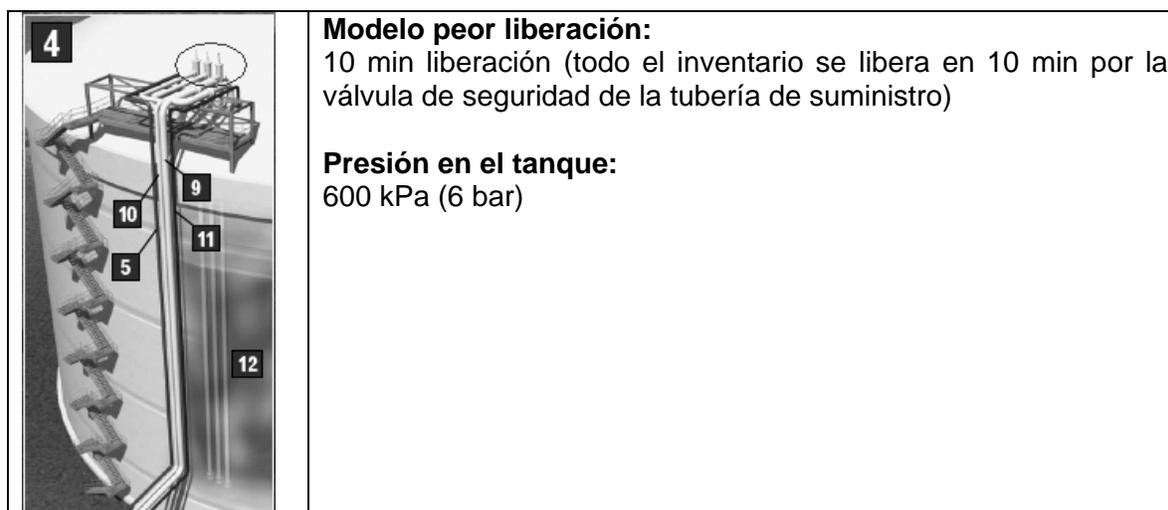
De la gráfica correspondiente a la vista aérea se puede observar que al aumentar la estabilidad del aire, la dispersión de la nube aumenta en cuanto a distancia y anchura. Al liberarse el material de forma vertical, la nube se comporta como un gas denso la cual se evapora y alcanza una altura de hasta 80 m (1.5/D), se forma una pluma la cual desciende debido a la baja temperatura de la nube (-160°C aprox.) y se desplaza a nivel de piso con una altura que varía entre 10 y 25 m hasta 800 m (la concentración de la nube es de 1/2 LII).

La alberca de fuego puede ser temprana (cuando encuentra una fuente de ignición inmediata) o tardía cuando la alberca alcanza su mayor radio y los vapores entran en contacto con una fuente de ignición, el radio de amortiguamiento es de 415 m. Cabe mencionar que el factor determinante para el radio de afectación es la estabilidad, ya que el radio que presentó el mayor alcance fue de 415 m correspondiente a una estabilidad D y velocidad del viento de 1.5 m/s, el cual se redujo en un 47% al pasar a una estabilidad F (extremadamente estable).

Caso b)

Liberación por válvula de seguridad de la tubería

En la figura 5.8 se muestra un esquema típico de la instalación de las válvulas de seguridad de la tubería en la alimentación a un tanque de GNL.



Modelo peor liberación:
 10 min liberación (todo el inventario se libera en 10 min por la válvula de seguridad de la tubería de suministro)

Presión en el tanque:
 600 kPa (6 bar)

Figura 5.8
 Instalación de válvulas de seguridad en la entrada a un tanque de GNL

Resultados:

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		277.064	28.3179	58.6914
LII (44000 ppm)		895.725	1408.44	153.231
LII Frac (22000 ppm)		1410.9	2498.73	531.738

Altura de concentración de nube

Altura (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		100	0	80.7711
LII (44000 ppm)		100	0	44.0885
LII Frac (22000 ppm)		100	0	0

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación 1.4 kW/m ²		870.193	870.193	881.459
Radiación 5 kW/m ²		448.032	448.032	576.675
Radiación 12.5 kW/m ²		-----	-----	370.973

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

		Distancia (m)
		Categoría 1.5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	49.2844
Radiación	5 kW/m ²	40.8323
Radiación	12.5 kW/m ²	36.789

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

		Distancia (m)
		Categoría 1.5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	74.5914
Radiación	5 kW/m ²	55.3965
Radiación	12.5 kW/m ²	46.3901

Gráficos de dispersión

La figura 5.9 muestra la forma de la nube a partir de la liberación de material, la diferencia con la figura correspondiente al caso anterior radica en que en este caso la velocidad de liberación del material liberado es una función de la presión. La forma de la nube corresponde al cono de una liberación jet la cual alcanza su máxima extensión a los 860 m con una amplitud de casi 4 km, esta situación está definida por las condiciones meteorológicas, que en este caso PHAST solo calculó como factible a una estabilidad atmosférica D y velocidad del viento de 1.5 m/s.

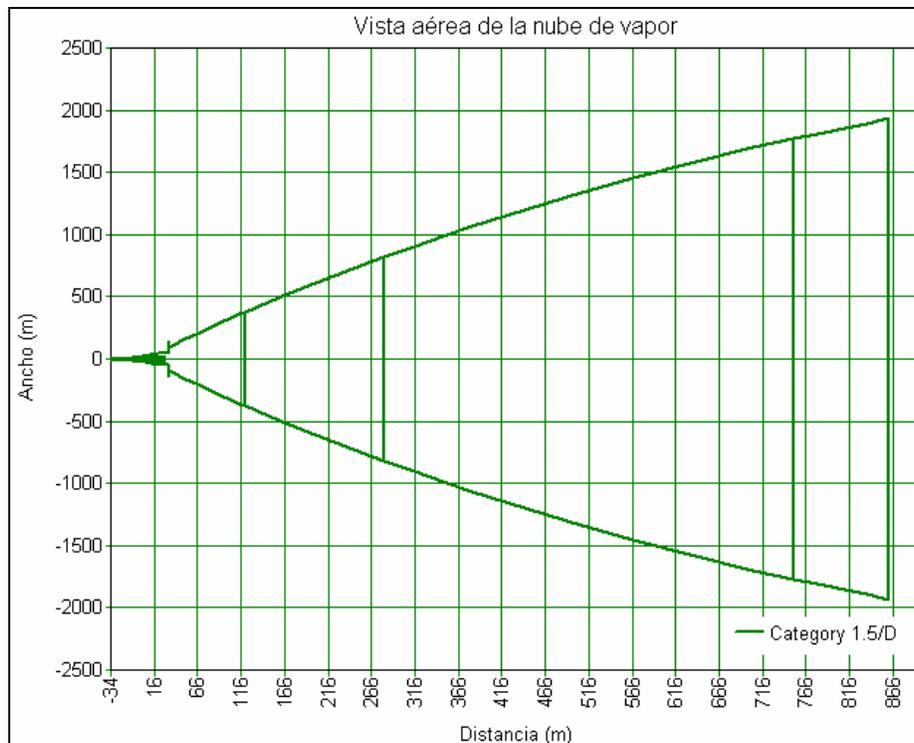


Figura 5.9

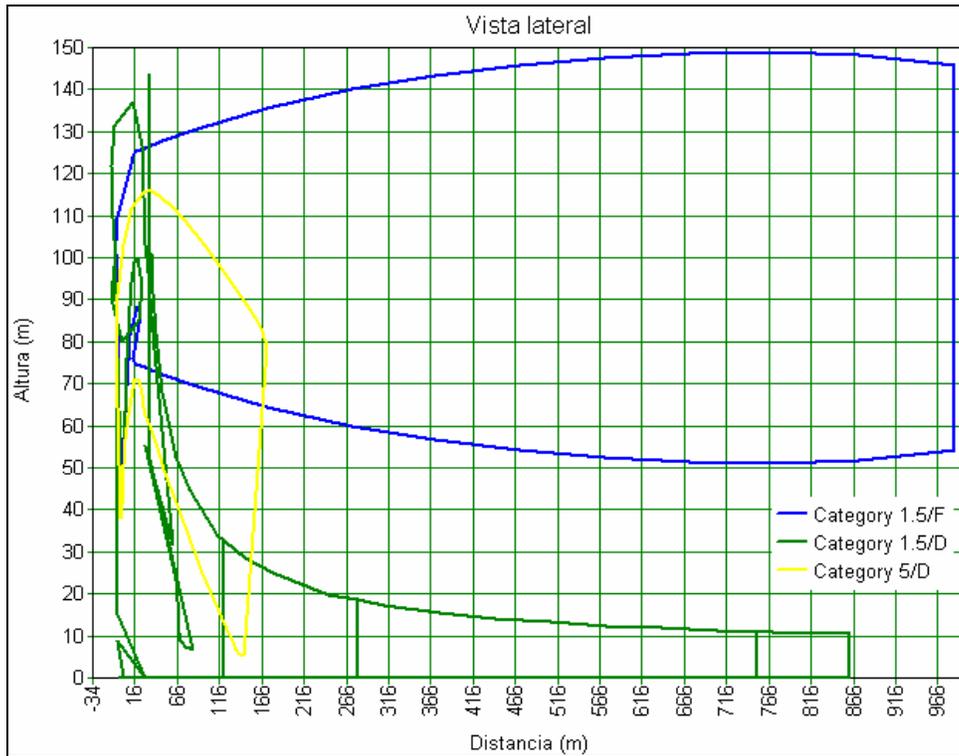


Figura 5.10

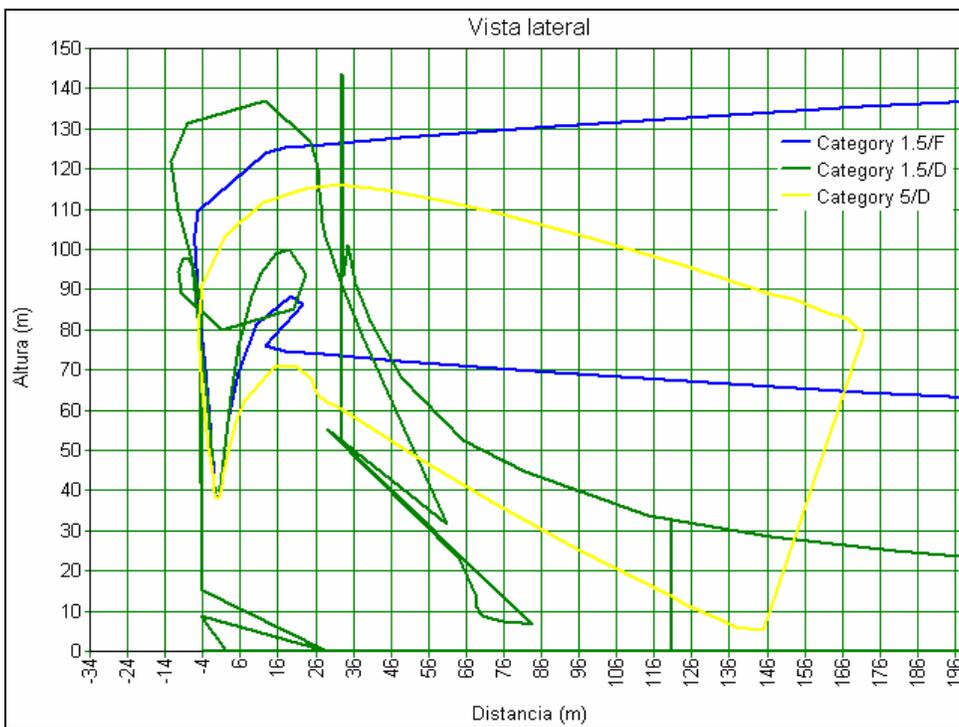


Figura 5.11

De las figuras 5.10 y 5.11 se puede apreciar que a una atmósfera estable la nube no alcanza a tocar el suelo por lo que el riesgo de su incendio disminuye. Por otra parte, a una estabilidad atmosférica y con variación de la velocidad, se observa que a velocidades altas la nube tiende a desplazarse o arrastrarse a nivel del suelo con una altura de 8.5 m promedio. Esta situación es de alto riesgo ya que la nube al viajar aprovechando el momento del viento ésta podría encontrar alguna fuente de ignición e incendiarse.

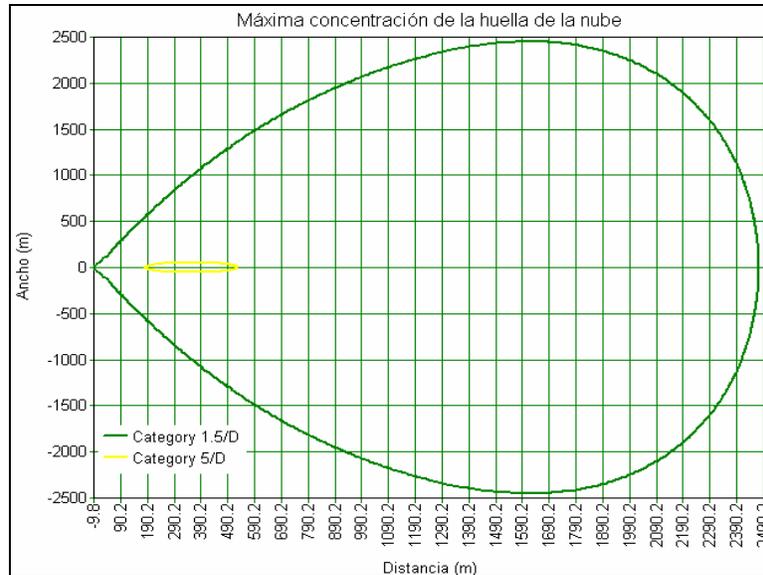


Figura 5.12

En la figura 5.12 se muestra que la variable crítica para la dispersión de la nube es la velocidad del viento, ya que la máxima distancia de la nube se presenta a velocidades altas (5 m/s) alcanzando una longitud de 3 km y amplitud de 5 km.

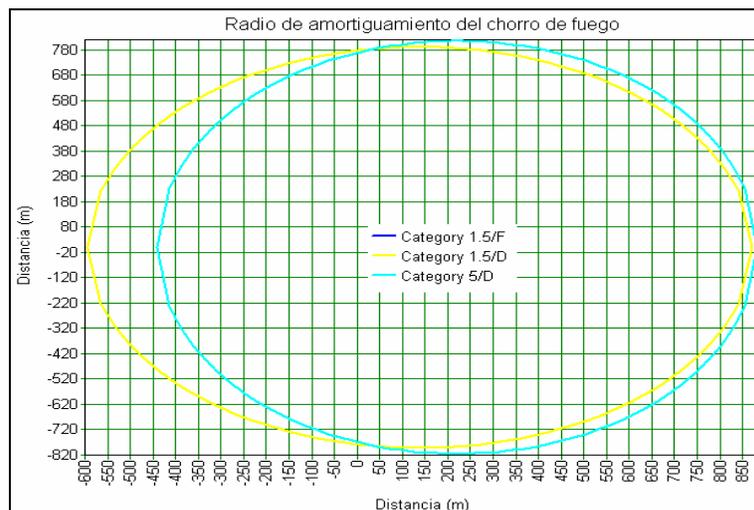


Figura 5.13

En caso de que se presentara un chorro de fuego y este encontrara una fuente de ignición inmediata, el radio de amortiguamiento por radiación térmica sería de aproximadamente 800 m (figura 5.13).

Con base en los resultados en la simulación, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Una atmósfera de estabilidad media (1.5 m/s y estabilidad D) es la que determina el peor escenario (2.5 km de distancia)
- El modelo PHAST con base en las condiciones de proceso y ambientales del sitio no considera la formación de una alberca de fuego.
- El chorro de fuego presenta un radio de afectación de 800 m, donde este es uno de los escenarios más probables.
- A velocidades altas del viento (5 m/s) la nube tiende a desplazarse por el suelo lo cual es uno de los riesgos más grandes que se pueden presentar.
- Diferencia de fenómenos, dispersión atmosférica contra momentum de chorro

Caso C)

Corrida con Gas Natural Licuado (Composición según Revista Oil & Gas Journal). En la tabla 5.11 se muestra la composición promedio en mol del gas natural licuado.

Tabla 5.11
Composición promedio en mol del GNL

Sustancia	% mol
Nitrógeno	0.02
Metano	96.44
Etano	3.10
Propano	0.37
I – butano	0.04
N – butano	0.03
Total	100

Al realizar las simulaciones con los valores de la composición de GNL de la revista Oil & Gas Journal, los resultados comparando los radios de afectación fue de aproximadamente un 3% mayores (debido a la presencia de etano y propano).

Escenario 2 (ruptura del brazo de descarga del buquetanque) “Jetty”:

Una de las actividades más peligrosas e importantes durante la operación de la terminal, es la descarga de GNL. El riesgo se presenta al momento de estar descargando el buquetanque, ésta se realiza a través de un par de bombas internas del barco que se conectan a unos brazos de descarga (figura 5.14). El escenario contempla la ruptura de la conexión debido al movimiento del barco, muelle o a su deficiente ensamble. Esto ocasionaría una descarga de material a alta presión y baja temperatura, el cual podría formar una alberca fuego o dispersión de la nube.

Para este caso se utilizarán 2 modelos de PHAST:

- Liberación de todo el material en 10 min
- Ruptura total de un tramo de tubería

Otros aspectos a resaltar que pueden afectar el comportamiento del GNL son: la dirección de la liberación (horizontal con golpe) y la superficie donde se lleva a cabo la liberación (base de la Terminal de recepción y el mar).

Caso a)

Modelo peor liberación: 10 min liberación (todo el inventario se libera en 10 min)
Dirección de la liberación: Horizontal golpe contra (Horizontal impingement)
Flujo alimentación al tanque: 13,750 m³/h (2 bombas)
Tiempo de sobrellenado: 10 min
Inventario de liberación: 978,000 kg
Presión en el tanque: 600 kPa (6 bar)
Temperatura: -162 °C
Altura liberación: 10 m (supuesta)
Superficie: Concreto (rugosidad de la superficie: 0.951 m)



Figura 5.14
 Esquema típico de los brazos de descarga (jetty)

Resultados:

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	138.974	142.74	173.291
LII	(44000 ppm)	1517.70	657.35	660.143
LII Frac	(22000 ppm)	4074.88	1580.07	1200.61

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	255.589	263.431	351.622
Radiación	5 kW/m ²	192.695	198.68	265.671
Radiación	12.5 kW/m ²	170.033	175.381	236.338

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	699.206	698.781	676.136
Radiación	5 kW/m ²	415.714	416.171	418.667
Radiación	12.5 kW/m ²	281.542	282.422	300.264

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	783.515	781.009	758.079
Radiación	5 kW/m ²	465.559	464.792	468.310
Radiación	12.5 kW/m ²	314.789	314.848	335.282

Dispersión de la nube de vapor

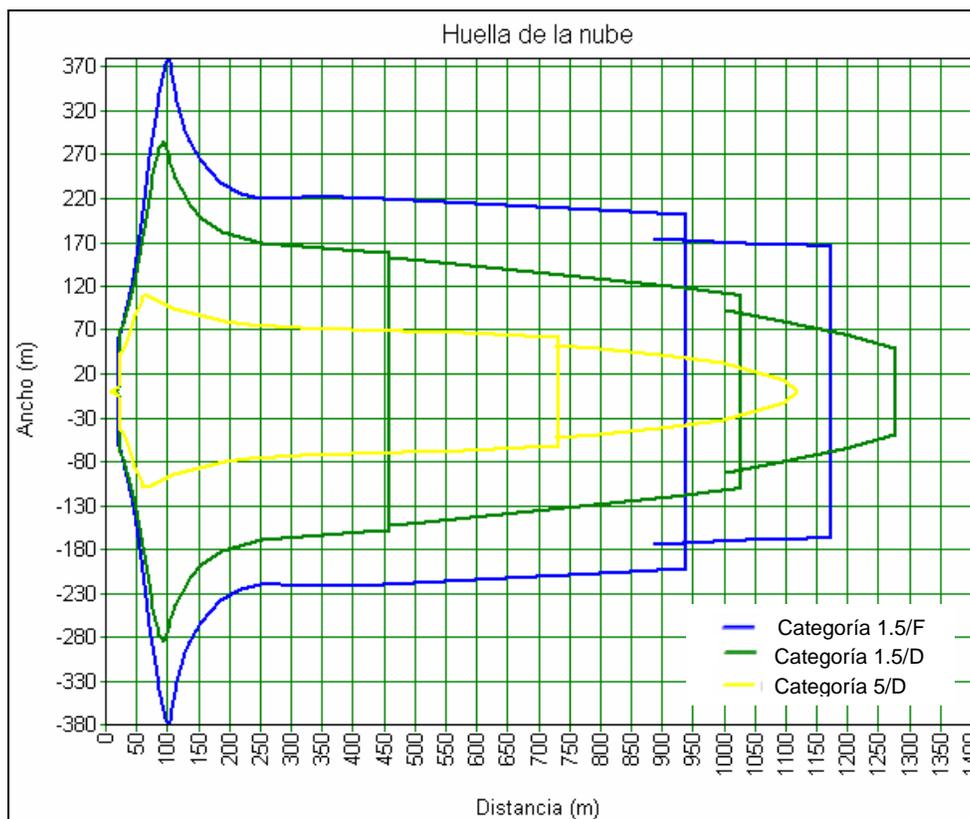


Figura 5.15

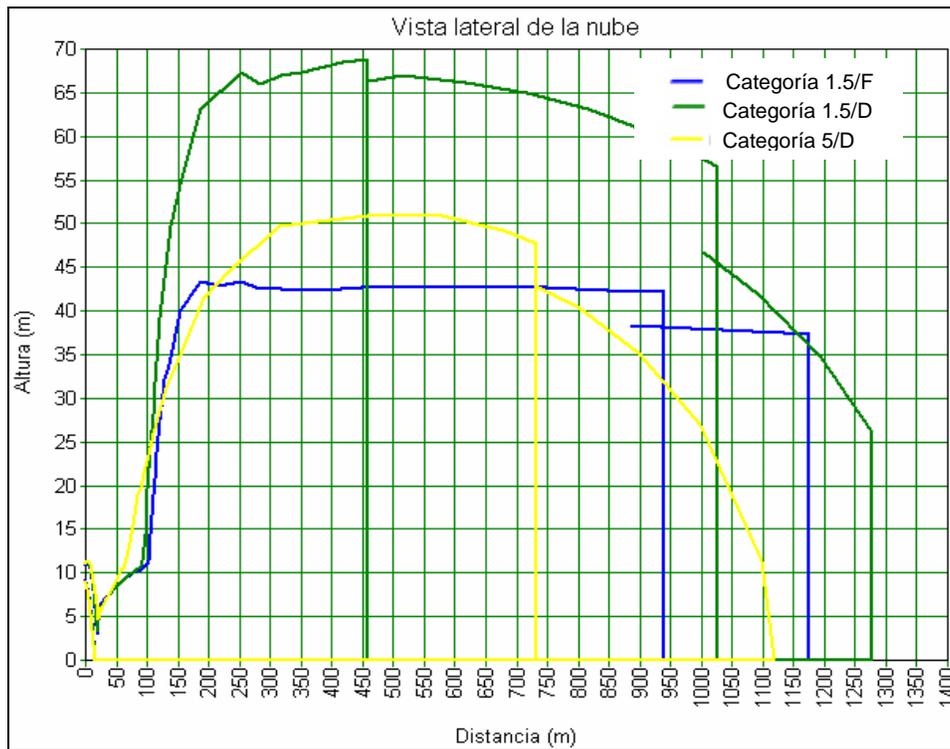


Figura 5.16

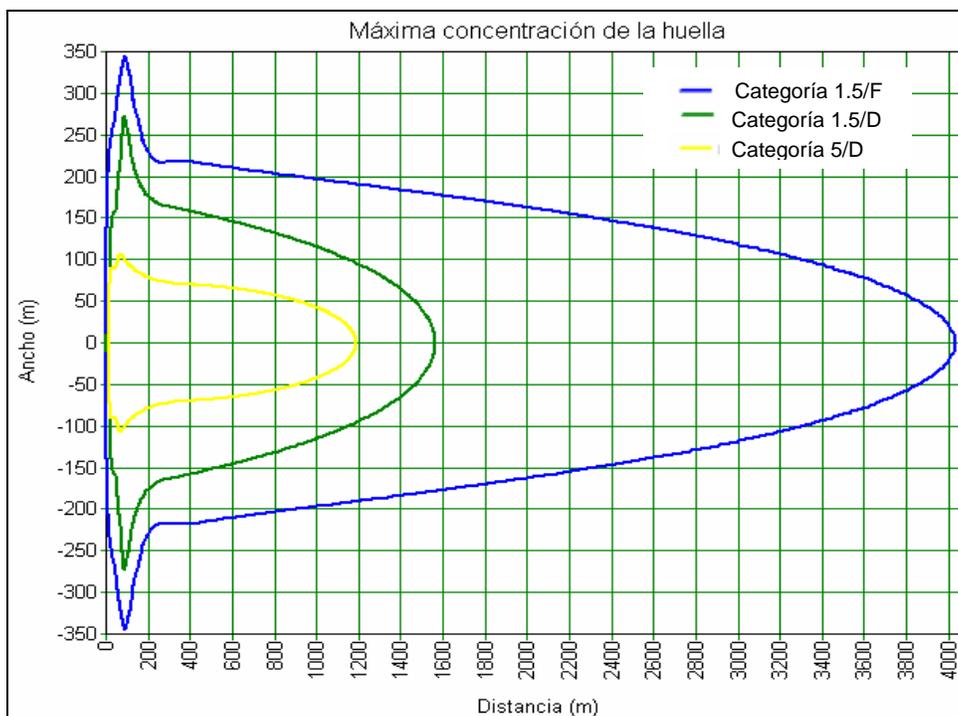


Figura 5.17

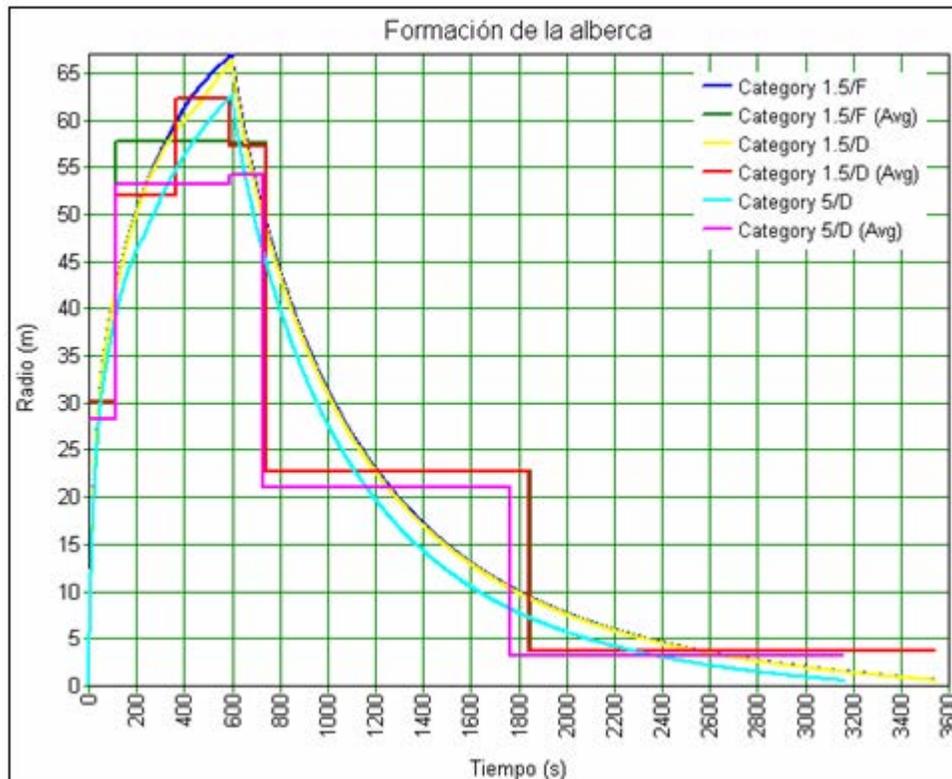


Figura 5.18

Caso b)

Superficie: agua (mar)

Resultados:

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	248.657	266.561	280.053
LII	(44000 ppm)	2495.64	1108.24	1078.31
LII Frac	(22000 ppm)	7742.86	2621.54	1987.70

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	246.707	249.739	306.455
Radiación	5.0 kW/m ²	185.916	188.233	231.427
Radiación	12.5 kW/m ²	163.909	166.000	205.041

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	637.103	636.554	643.834
Radiación	5.0 kW/m ²	371.501	371.257	396.506
Radiación	12.5 kW/m ²	238.872	238.777	283.120

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	1145.1	1144.63	1149.760
Radiación	5.0 kW/m ²	663.228	663.019	701.189
Radiación	12.5 kW/m ²	423.121	423.046	493.581

Dispersión de la nube de vapor

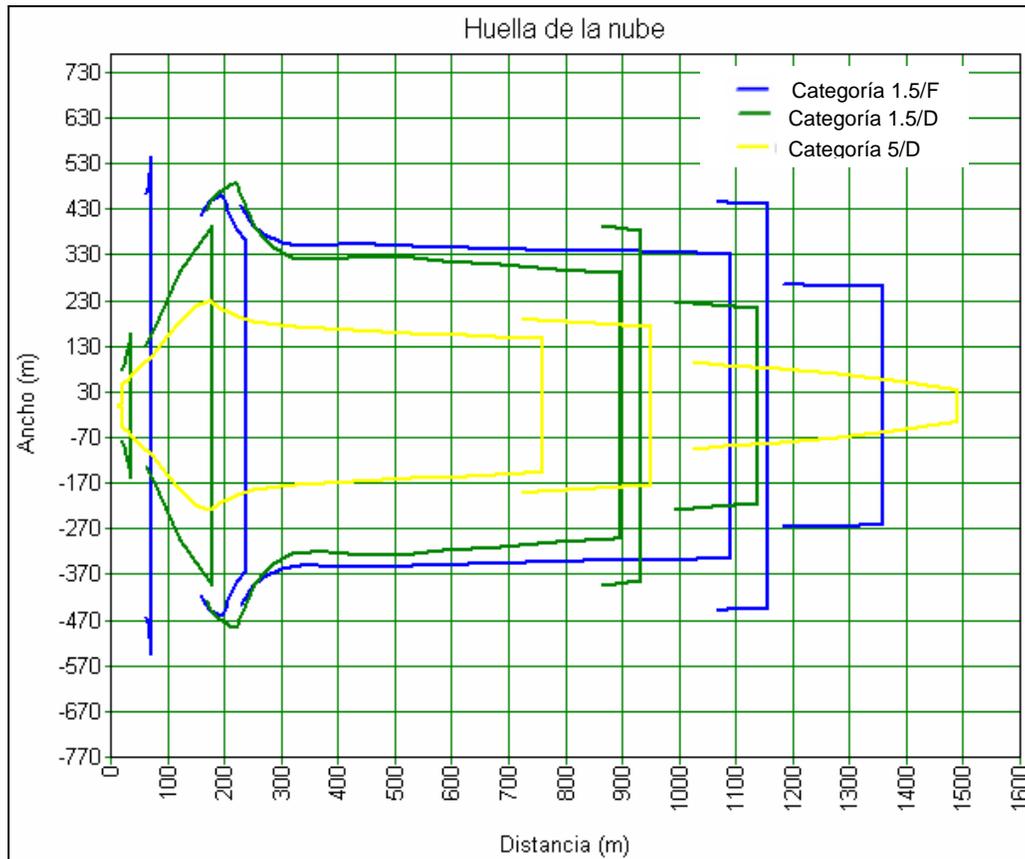


Figura 5.19

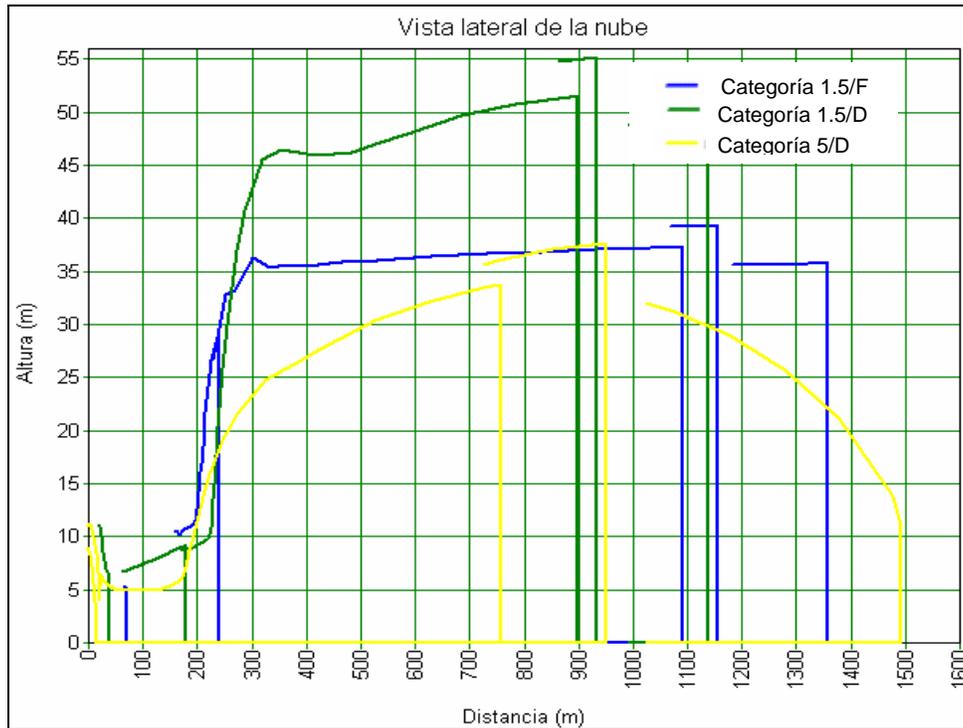


Figura 5.20

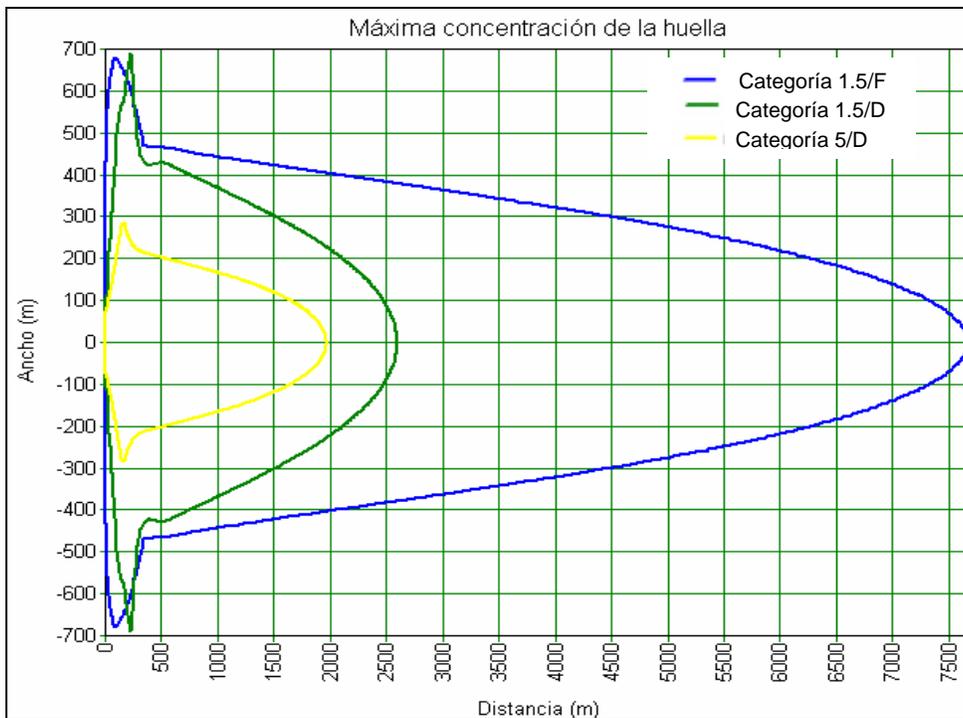


Figura 5.21

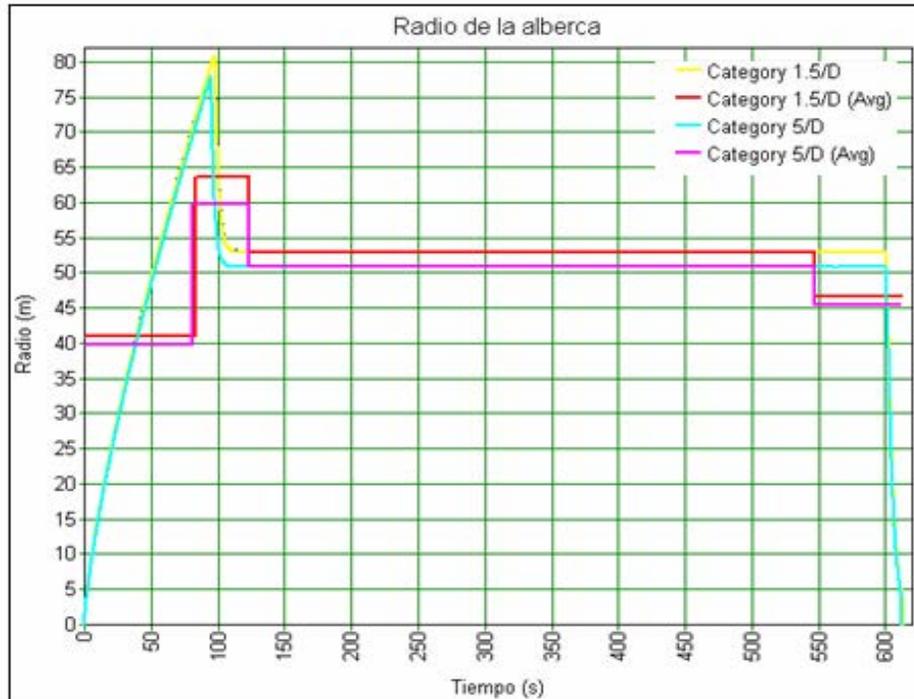


Figura 5.22

Caso c)
Modelo ruptura de línea

Modelo Peor liberación: Ruptura de línea (LINE RUPTURE)
Dirección de la liberación: Horizontal golpe contra (Horizontal impingement)
Flujo alimentación al tanque: 13,750 m³/h (2 bombas)
Tiempo de sobrellenado: 10 min
Inventario de liberación: 978,000 kg
Presión en el tanque: 600 kPa (6 bar)
Temperatura: -162 °C
Altura liberación: 10 m (supuesta)
Superficie: concreto (rugosidad de la superficie: 0.951 m)

Resultados:

En la tabla 5.12 se muestran los resultados obtenidos de la simulación con el modelo LINE RUPTURE.

Tabla 5.12
 Formación de la alberca, caso c)

	Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Velocidad liberación promedio (Kg/s)	1339	1339	1339
Tiempo (s)	731	731	731
Máximo radio de la alberca (m)	123.344	123.091	111.15

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	89.4862	95.8490	158.029
LII	(44000 ppm)	2009.99	527.344	549.398
LII Frac	(22000 ppm)	4918.43	1326.60	985.653

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	222.399	219.943	309.788
Radiación	5 kW/m ²	166.946	165.056	233.446
Radiación	12.5 kW/m ²	146.581	144.883	206.636

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	645.291	643.707	621.326
Radiación	5 kW/m ²	380.558	378.721	380.308
Radiación	12.5 kW/m ²	255.407	253.448	269.408

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	1224.9	1220.82	1147.79
Radiación	5 kW/m ²	724.819	721.495	700.633
Radiación	12.5 kW/m ²	486.529	483.568	496.189

Dispersión de la nube de vapor

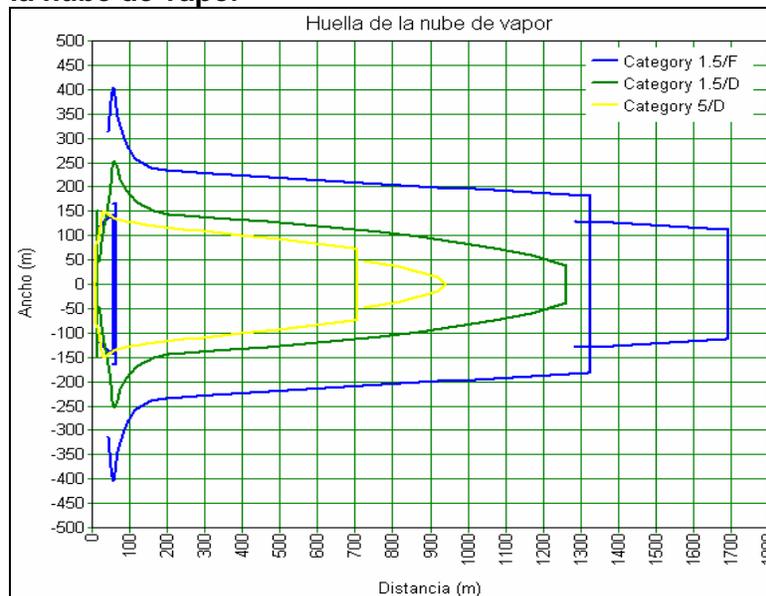


Figura 5.23

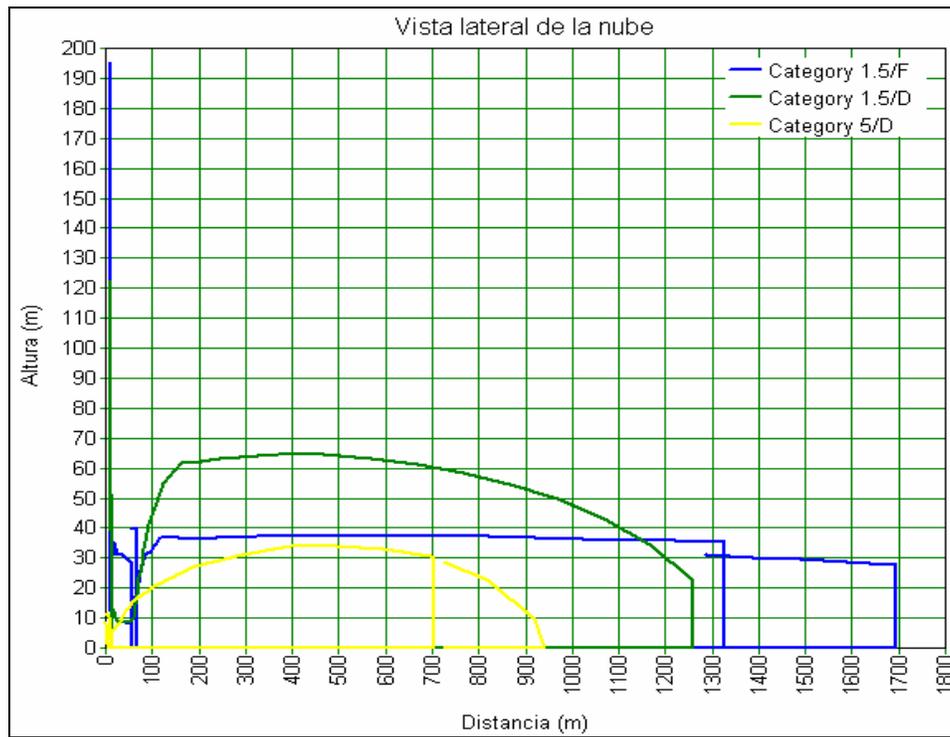


Figura 5.24

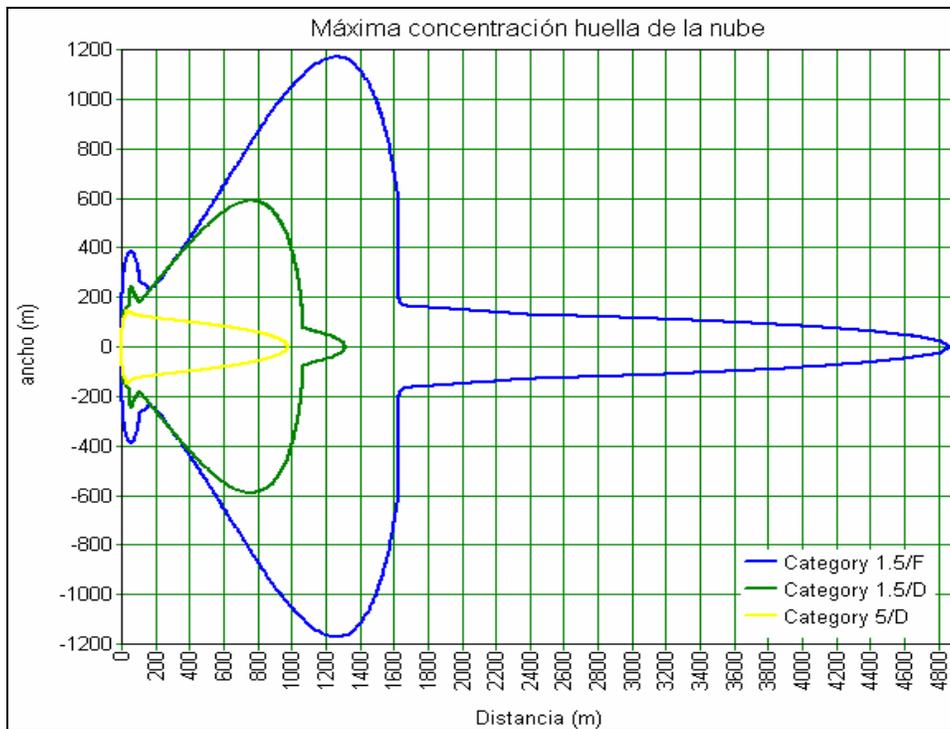


Figura 5.25

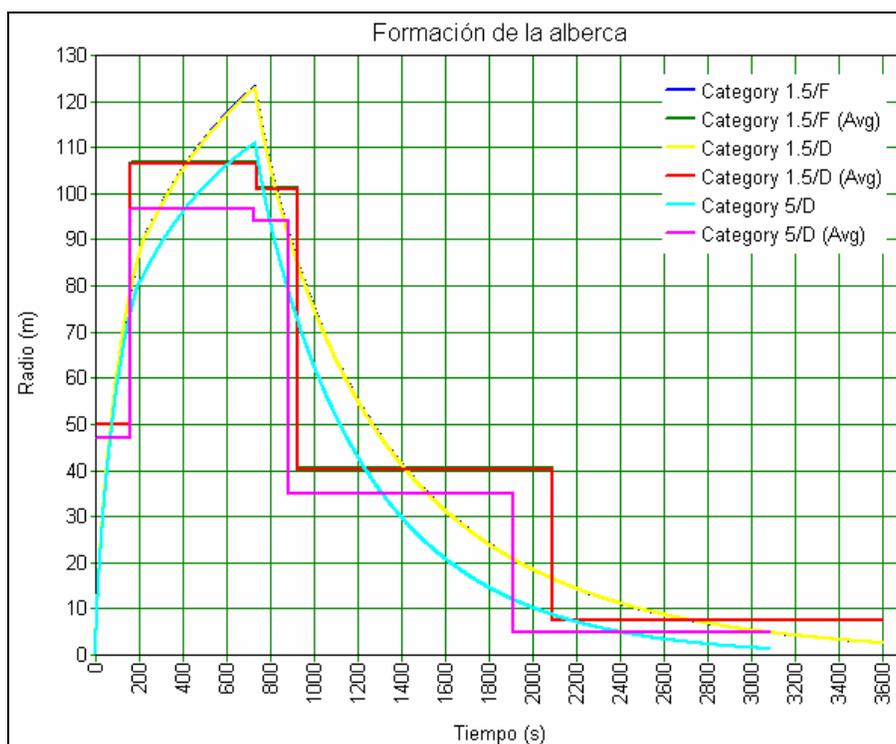


Figura 5.26

Caso d)

Superficie: mar (rugosidad de la superficie: 0.013 m)

En la tabla 5.13 se muestran los resultados de la formación de la alberca.

Tabla 5.13
 Formación de la alberca, caso d)

	Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Velocidad liberación promedio (Kg/s)	2083	2083	2083
Tiempo (s)	470.46	470.46	470.46
Máximo radio de la alberca (m)	167.408	167.558	147.033

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

	Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)	253.659	263.348	285.986
LII (44000 ppm)	3894.37	3489.93	1053.41
LII Frac (22000 ppm)	8365.81	6271.92	2055.70

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	264.427	260.063	318.467
Radiación	5 kW/m ²	199.344	196.018	240.393
Radiación	12.5 kW/m ²	175.935	172.929	213.216

Efectos de la radiación: Alberca de fuego inmediata (early)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	699.456	697.412	710.025
Radiación	5 kW/m ²	407.225	404.786	435.386
Radiación	12.5 kW/m ²	261.426	258.792	309.687

Efectos de la radiación: Alberca de fuego tardía (late)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	1940.55	1938.85	1825.87
Radiación	5 kW/m ²	1129.24	1127.02	1115.88
Radiación	12.5 kW/m ²	722.658	720.177	776.04

Dispersión de la nube de vapor

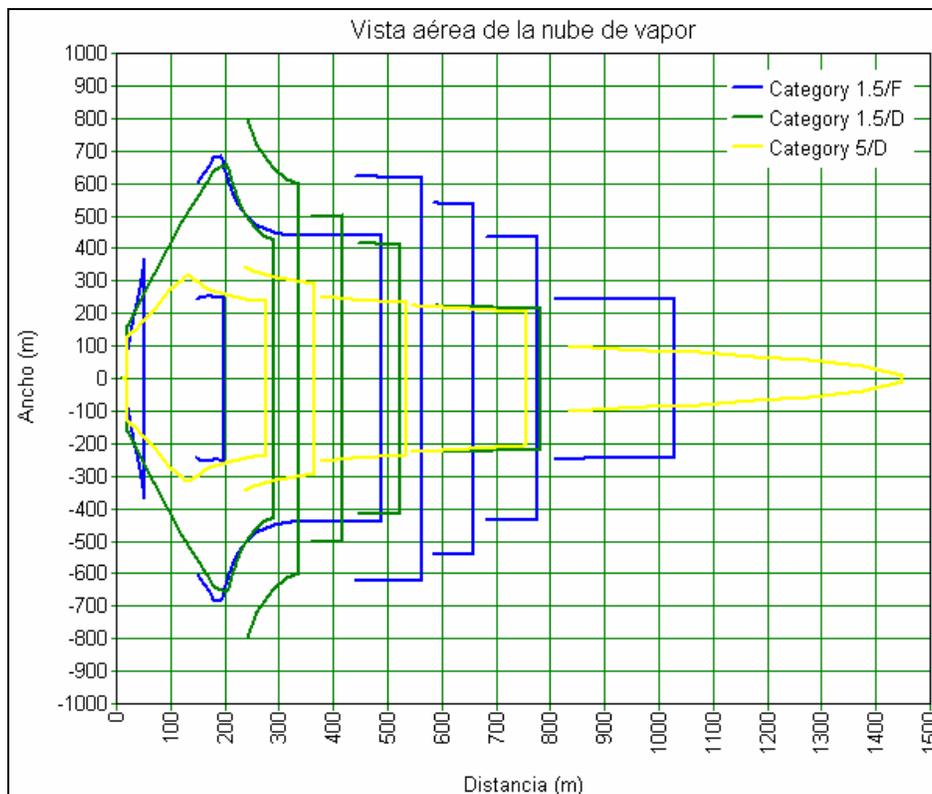


Figura 5.27

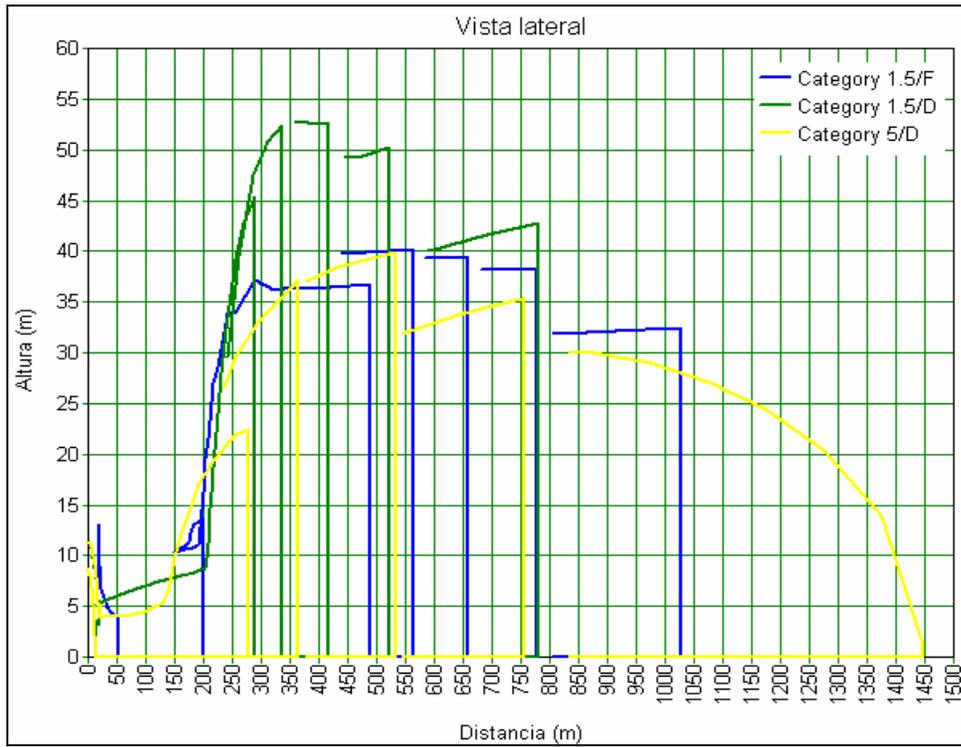


Figura 5.28

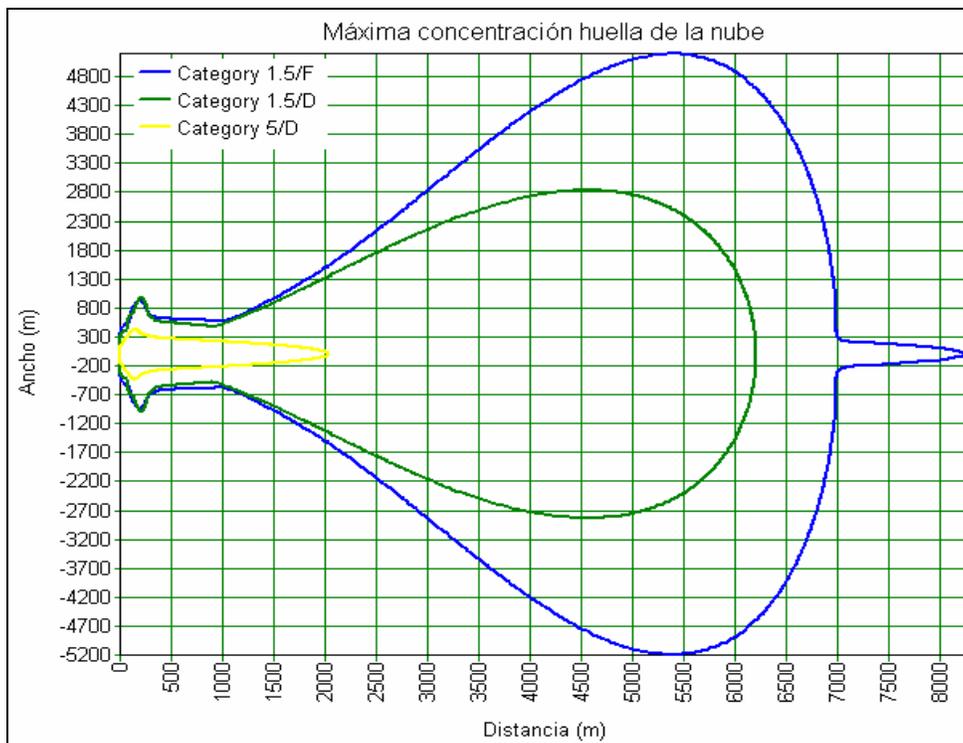


Figura 5.29

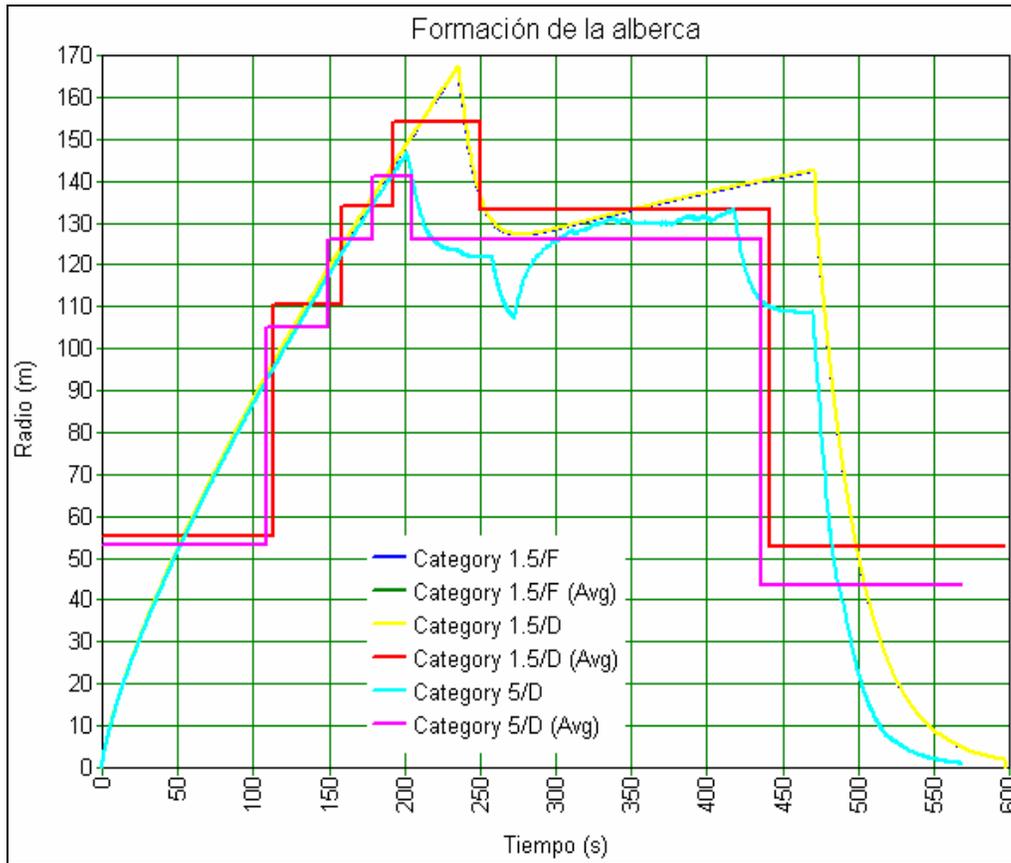


Figura 5.30

En la tabla 5.14 se muestra el resumen de los resultados de los casos simulados para el almacenamiento de GNL.

Tabla 5.14
 Resumen de resultados, escenario almacenamiento

Escenario 1	Sobrellenado del tanque por 10 min				Flamazo (m)		Alberca fuego (m)		Chorro de fuego (m)	
	Modelo	Dirección	Inventario	Presión	LII	½ LII	5.0 kW	1.4 kW	5.0 kW	1.4 kW
Caso a Liberación por VS tanque	10 min	vertical	987 t	100 kPa	1679	3169	242	415	517	903
Caso b Liberación por VS tubería	10 min	vertical	987 t	600 kPa	1408	2498	55	74	448	870
Escenario 2 Ruptura del brazo de descarga de buquetanque "jetty"										
Caso a Liberación por la tubería (concreto)	10 min	Golpe horizontal	987 t	600 kPa	1517	4075	465	783	265	352
Caso b Liberación por la tubería (mar)	10 min	Golpe horizontal	987 t	600 kPa	2495	7742	701	1149	231	306
Caso c Liberación por la tubería (concreto)	Ruptura de línea (10 min)	Golpe horizontal	987 t	600 kPa	2010	4918	724	1225	233	310
Caso d Liberación por la tubería (mar)	Ruptura de línea (10 min)	Golpe horizontal	987 t	600 kPa	3894	8365	1129	1940	240	318

De la tabla 5.14 se obtienen las siguientes conclusiones:

1. El escenario más crítico es la ruptura de la tubería de descarga sobre el mar (caso d) con el modelo de ruptura de línea. La diferencia entre los modelos de 10 min y ruptura de línea radica en que el último utiliza una rapidez de liberación mayor que la promedio del primero. En cuanto a la superficie, PHAST considera que la rugosidad del agua es 73 veces menor que la del concreto por lo que la dispersión de la nube encuentra menos resistencia a la dispersión.
2. De los eventos simulados los más significativos son: flamazo (fuego de una nube de vapor, VCF) y alberca de fuego. Sin embargo, el evento más probable según la literatura es el último.
3. El almacenamiento de GNL es una actividad de alto riesgo al proporcionar grandes radios de afectación, que llegan a alcanzar hasta los 8 km.

5.3 Escenarios de transporte

El transporte de gas por gasoductos es una de las formas más seguras y económicas en comparación con el transporte terrestre y ferroviario. Sin embargo, se han presentado una gran cantidad de accidentes. En el capítulo I, figura 1.11, se muestra el análisis estadístico de los accidentes ocurridos en tuberías de transporte de gas natural en el periodo de 1994 hasta 2000 emitido por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). En este análisis se observa que la principal causa de accidentes en gasoductos que transportan gas natural se debe a los daños ocasionados por fuerzas externas (36.2 %). (IMP, 2005)

5.3.1 Identificación de peligros

El transporte de gas natural es una actividad alto riesgo por sus características de inflamabilidad, debido a una gran cantidad de causas como fallas del gasoducto por desgaste de las uniones bridadas y accesorios, daños por eventos naturales y daños por factores humanos.

La Subprocuraduría de Auditoría Ambiental, menciona que las tres principales causas de ruptura de un gasoducto son:

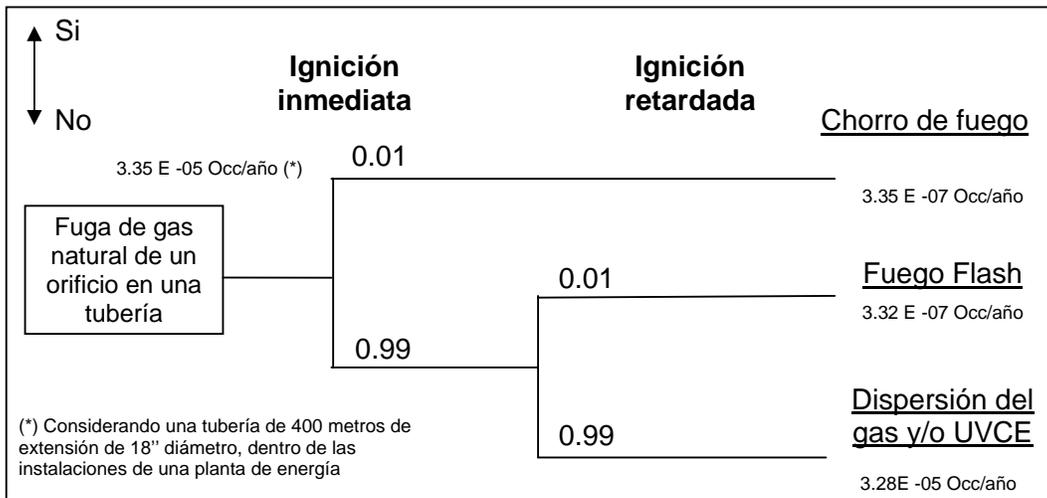
- Ruptura debido a equipo de movimiento de tierra (trascabos)
- Debilitamiento de las paredes del gasoducto por corrosión
- Soldaduras mal hechas o puntos débiles en el gasoducto

En el caso del transporte en ductos de alta presión, los daños ocasionados por una fuga de gas natural en una tubería de alta presión son menores que en el caso de una tubería de baja presión, debido a las siguientes razones:

- Las tuberías de alta presión se ubican normalmente en zonas poco habitadas mientras que las de baja o media presión están en lugares donde hay mayor densidad de población.
- La cantidad de gas fugado es mayor cuando se presenta en una tubería de alta presión. En el punto donde se alcanza una mezcla explosiva está a una mayor altura que el punto de fuga, siendo poco probable encontrar puntos de ignición.
- La velocidad con la que sale el gas suele ser más elevada que la velocidad de propagación de la llama, por lo que no se genera una fuga de gas incendiada.

(Gas Natural, 2005)

En este caso, para la identificación de los peligros de un gasoducto de gas se utilizó el artículo, "*Análisis de consecuencias de ruptura de un gasoducto*" publicado por la Process Safety Progress, (Metropolo, 2004). Los escenarios más probables que se obtuvieron fueron: el chorro de fuego (jet fire), el flamazo o incendio de nube (flash fire) y la dispersión del gas y/o explosión de una nube de vapor sin confinar. En la figura 5.31 se muestra el árbol de eventos (ETA, por sus siglas en inglés) de una fuga de gas natural en una tubería de 18" de diámetro de longitud 400 m, dentro de la instalación de una planta de energía.



Fuente: Metropolo, 2004

Figura 5.31
 Árbol de análisis de eventos en una fuga de una tubería

5.3.2 Descripción de la instalación (red de gas natural en México)

Una red típica de gas natural comprende desde la instalación donde se procesa el gas hasta la caseta de entrega a la red de distribución (city gate). Los CPG's se encargan de separar y acondicionar el gas natural para su transporte seguro y eficiente. La red del gasoducto se divide en sectores, los cuales se integran por estaciones de regulación, medición, compresión y sistemas de mantenimiento y seguridad. El objetivo de la red es acondicionar el gas para asegurar su transporte eficiente y seguro que garantice la entrega de hidrocarburo en tiempo y forma a los usuarios y distribuidores.

Para realizar la evaluación de los riesgos en el transporte del gas natural se seleccionó el gasoducto de 24" de diámetro de 780 km de longitud que va desde Cd. Pemex hasta la Ciudad de México. El CPG Cd. Pemex inició operaciones en el año de 1958 con la puesta en servicio de la planta de absorción y sus servicios auxiliares, procesando gas natural húmedo producido en los campos de José Colomo, Chilapilla y Hormiguero, cuyas reservas justificaron su instalación. En la figura 5.32 se muestra la red de gasoductos de gas natural junto con sus instalaciones de compresión.

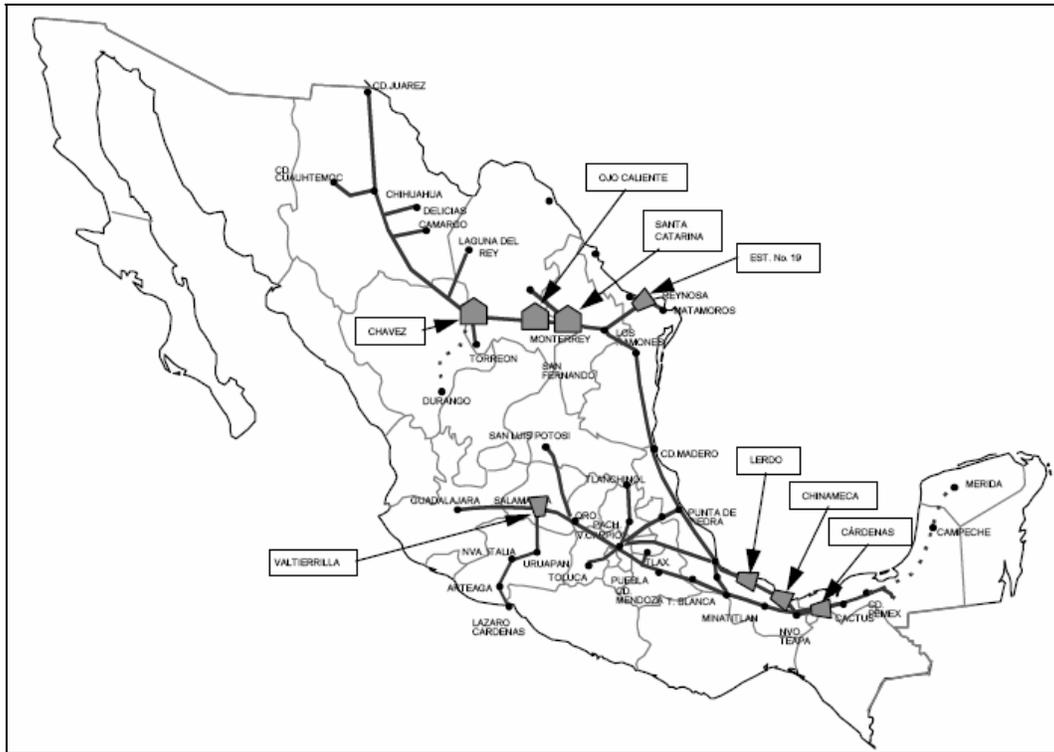


Figura 5.32
Red de gasoductos de gas natural en México

5.3.3 Selección del sitio

El estado de Tabasco es uno de los estados que presentan mayor actividad petrolera en México, principalmente explotación, procesamiento y transporte de gas natural. En el caso del transporte existe una alto índice de densidad de tuberías, ya que en esta región se concentran los ductos que pertenecen a los organismos subsidiarios de Pemex: Exploración y Producción (transporte de crudo a las refinerías, gas amargo y condensados a los complejos procesadores de gas), y Gas y Petroquímica Básica (gas natural, gas LP, etano y gasolinas).

Por estas razones, se decidió seleccionar al estado de Tabasco y en particular al sector de ductos Cárdenas para realizar una evaluación de los riesgos ocasionados por el transporte de gas natural. La evaluación de un gasoducto es una tarea complicada debido a la gran diversidad de factores ambientales y operativos que se presentan, tales como: amplitud del gasoducto, diversidad de características físicas de los sitios, condiciones de operación (presión, flujo y temperatura) y características de la tubería (diámetro, longitud, espesor y material). Por tal motivo, se optó por crear un modelo del gasoducto que pudiera ser modelado por el paquete PHAST.

El modelo del gasoducto consiste en definir una sección del gasoducto donde no hay inyecciones ni extracciones, ni cambios de características del ducto (diámetro, espesor, presión y temperatura de operación, condiciones atmosféricas constantes (temperatura, estabilidad atmosférica y humedad).

A continuación se presenta la información general del estado de Tabasco, con el fin de conocer las características geográficas y meteorológicas de la región. En la figura 5.32 se muestra un dibujo que ilustra la ubicación geográfica del complejo procesador de gas de Ciudad Pemex, donde es el punto de partida del gasoducto de 24" DN que abastece de gas a la región del centro.



Fuente: Mapas México, 2006

Figura 5.33
Ubicación geográfica de Ciudad Pemex, Tabasco

La ubicación del estado de Tabasco en la zona tropical, su escasa elevación con respecto al nivel del mar y su cercanía a la zona generadora de ciclones en el mar de las Antillas, determinan el desarrollo de climas cálidos con influencia marítima, en los que la variación de la temperatura es moderada.

Debido a que la entidad se encuentra situada en la margen sur del Golfo de México y que está conformada en su mayor parte por zonas de planicie, la invasión de las masas de aire marítimas es directa y provoca gran parte de la precipitación total anual; ésta en la costa es mayor de 1500 mm, y se incrementa gradualmente conforme se avanza hacia el sur, donde se registra un volumen cercano a 4000 mm.

Todo el territorio de Tabasco se encuentra bajo la influencia de climas cálidos. Dentro de ellos, con base en su grado de humedad y en su régimen de lluvias, el que predomina es el cálido húmedo con abundantes lluvias en verano, que abarca 75.37% de la superficie de la entidad y comprende gran parte de los terrenos llanos o

ligeramente ondulados de la subprovincia llanuras y pantanos Tabasqueños, en los cuales la máxima altitud no rebasa los 100 m.

En la tabla 5.15 se muestra el tipo de clima según Köppen para la región de acuerdo a la modificación hecha por la maestra Enriqueta García.

Tabla 5.15
 Tipo de Clima. Ciudad Pemex

Tipo de clima	Clasificación
Af	Cálido húmedo con lluvias todo el año. Temperaturas elevadas y uniformes, cuya media al año varía entre 24° y 28°C. Marcha anual de temperatura tipo Ganges. La máxima temperatura se registra antes del solsticio de verano y la mínima en enero.

Fuente: García, E. Modificaciones al sistema de clasificación climática de Köppen. Instituto de Geografía. UNAM, 1973.

En gran parte de la entidad la precipitación es estacional, el periodo de lluvias abarca de junio a octubre y presenta dos máximas mensuales: una en junio, con promedio de 220.5 mm, y la otra por lo general en septiembre, con 348.3 mm, aunque en algunos lugares es octubre con 371.6 mm en promedio.

En cuanto al municipio de Macuspana, la temperatura media anual en estas áreas oscila de 22 a 28 °C y la precipitación total anual fluctúa de 2000 a 4500 mm, ésta se produce durante todo el año, pero decrece ligeramente en el invierno (enero, febrero y marzo), período en el cual se concentra 14.4% de la lluvia total anual.

En estas zonas se distribuyen en forma dispersa pequeños manchones de vegetación secundaria de selva alta perennifolia.

En la tabla 5.16 se muestra la temperatura mensual y anual de Ciudad Pemex, Tabasco.

Tabla 5.16
 Temperatura promedio mensual y anual. Ciudad Pemex

Mes	°C
Enero	23.1
Febrero	23.7
Marzo	25.9
Abril	28.0
Mayo	29.0
Junio	28.7
Julio	28.0
Agosto	28.0
Septiembre	27.6
Octubre	26.4
Noviembre	24.9
Diciembre	23.4
Anual	26.4
Años de observación	14

Fuente: CGSNEGI. Carta de climas, 1:1000 000.

En la tabla 5.17 se muestra la precipitación promedio anual y mensual del municipio de Ciudad Pemex.

Tabla 5.17
Precipitación Promedio Mensual y Anual. Ciudad Pemex

Mes	Milímetros de agua
Enero	327.1
Febrero	225.2
Marzo	171.5
Abril	143.9
Mayo	203.4
Junio	350.5
Julio	349.4
Agosto	398.5
Septiembre	499.8
Octubre	485.9
Noviembre	316.9
Diciembre	290.4
Anual	3862.5
Años de observación	14

Fuente: CGSNEGI. Carta de climas, 1:1000 000

Los meses más lluviosos son septiembre y octubre y los menos lluviosos son marzo y abril. La humedad relativa fluctúa entre 80% y 86%, debido a esto la región permanece cubierta con nubes gran parte del año, lo que provoca una insolación baja.

Las mayores velocidades del viento se concentran entre noviembre y diciembre con velocidades de 35 km/hr. Las menores velocidades del viento se concentran entre junio y julio con velocidades de 18 km/hr.

Los intemperismos que se presentan son los nortes, ciclones tropicales y tormentas tropicales; de éstos los más frecuentes y significativos son los nortes.

El tramo que se selecciona es el sector Cárdenas, debido a que aquí se origina el gasoducto de 24" que va hacia la Ciudad de México. En esta selección también influyeron otros factores como: tiempo de operación (40 años), flujo manejado de gas (440 mm³/cm²), presión (60 kg/cm²), zona de localización 3 de alto índice de población, y finalmente la región de Tabasco, que es una zona de alta densidad de tuberías y gasoductos. Con base en los elementos anteriores se concluye que ésta región es de alto riesgo.

En las figuras 5.33 se muestra el sector Cárdenas con su inicio en el tramo CPG Ciudad Pemex – km 100. Este tramo continúa en el sector Minatitlán (figura 5.34), continuando por el sector Mendoza (figura 5.35), sector Tlaxcala (figura 5.36) y finalmente llegando al sector Venta de Carpio (figura 5.37) donde se entrega el gas a las compañías distribuidoras.

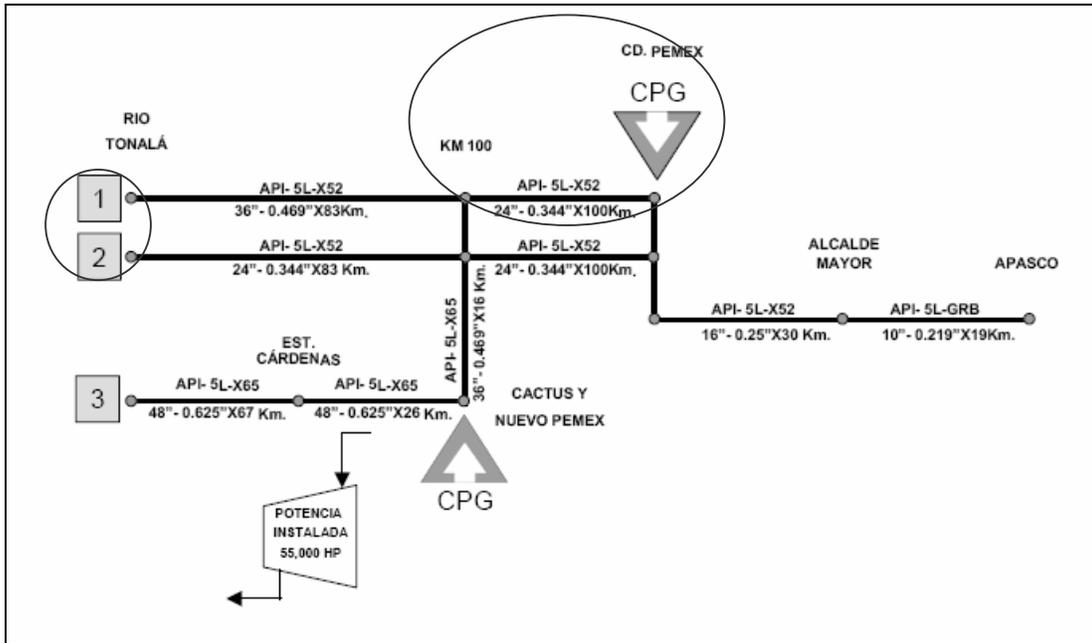


Figura 5.34
 Sector Cárdenas (Tramo Ciudad PEMEX – km 100)

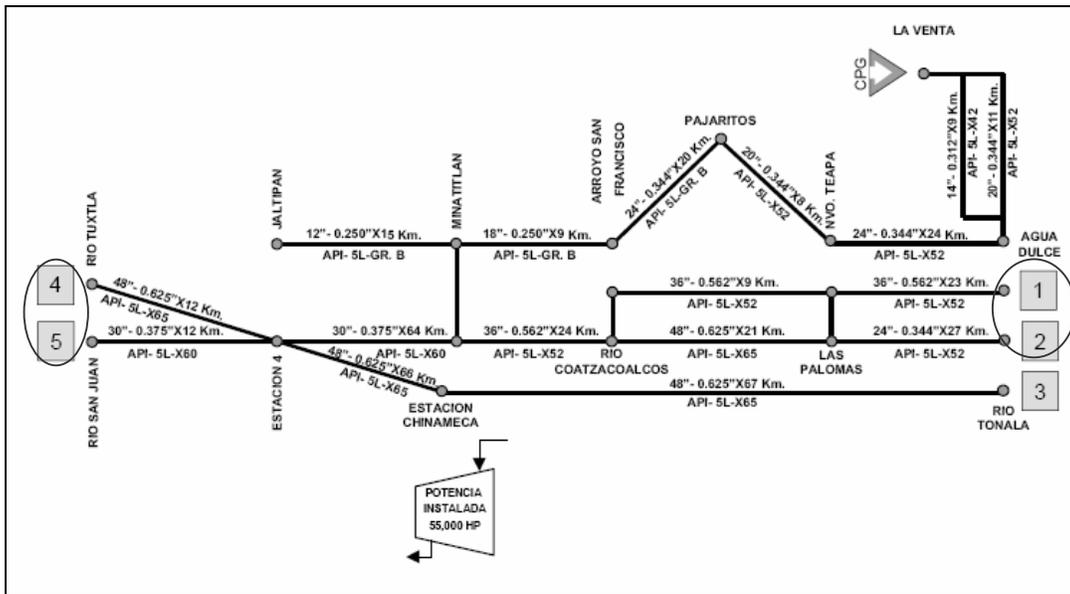


Figura 5.35
 Sector Minatitlán

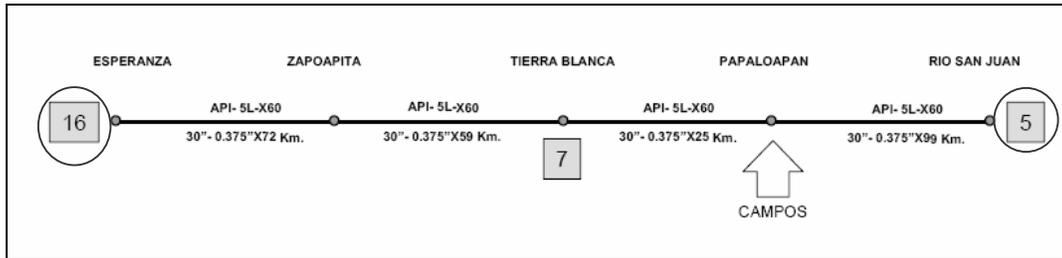


Figura 5.36
 Sector Mendoza

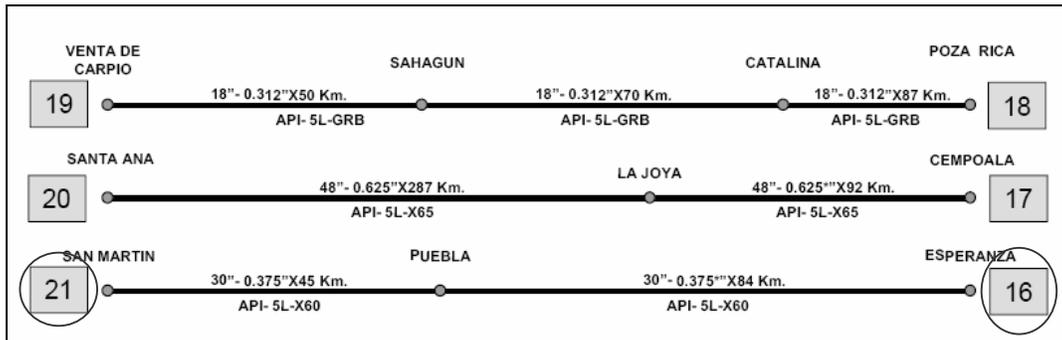


Figura 5.37
 Sector Tlaxcala

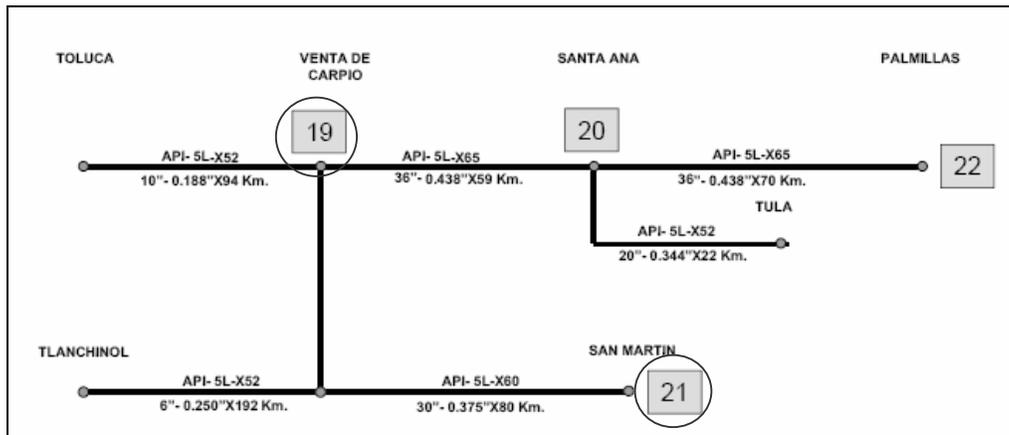


Figura 5.38
 Sector Venta de Carpio

En la tabla 5.18 se muestran algunas de las características y especificaciones técnicas de los tramos que conforman el Sector Cárdenas del SNG.

Tabla 5.18
 Sector Cárdenas

Diám. Pulg.	Inicio	Final	Long. Tramo (km)	Especificación	Esp. Nom. (Pulg)	MPPO. kg/cm ²	Clase Localización
48	Cactus	Estación Cárdenas	26	API-5L-X65	0.625	71.42	3
48	Estación Cárdenas	Río Tonalá	67	API-5L-X65	0.625	71.42	3
36	km. 100	Río Tonalá	83	API-5L-X52	0.469	57.17	3
36	Cactus	Km. 100	16	API-5L-X65	0.469	85.75	2
24	Cd. PEMEX	Km. 100	100	API-5L-X52	0.344	62.90	3
24	Cd. PEMEX	Km. 100	100	API-5L-X52	0.344	62.90	3
24	km. 100	Río Tonalá	83	API-5L-X52	0.344	62.90	3
16	Cd. PEMEX	Alcalde Mayor	30	API-5L-X52	0.250	68.57	3
10	Alcalde Mayor	APASCO	19	API-5L-Gr B	0.219	72.21	2

Datos generales del Tramo Ciudad Pemex – km 100

Diámetro: 24" DN
 Longitud: 100 km
 Espesor: 0.344"
 Flujo condiciones STD: 440 mmpcd
 Presión de operación: 62.9 kg/cm²
 Temperatura: 30 °C

5.3.4 Parámetros de modelación

A continuación en la tabla 5.19 se presentan los parámetros requeridos para realizar la modelación de los escenarios de transporte de gas natural.

Tabla 5.19
 Parámetros de modelación del escenario de transporte

Temperatura atmosférica	26 °C
Humedad ambiental relativa	70%
Velocidad del viento	1.5 m/s
Estabilidad atmosférica	F
Rugosidad superficial	0.03
Temperatura superficial	9.85 °C

Para realizar el análisis de consecuencias del segmento de estudio se utiliza la composición promedio del gas natural, como se muestra en la tabla 5.20.

Tabla 5.20
Composición del gas natural considerada en el cálculo de capacidades del sistema nacional de gasoductos

Componente	Composición % mol
Metano	86.1
Etano	10.5
Propano	1.18
n-butano	0.171
i-butano	0.114
n-pentano	0.036
i-pentano	0.043
Hexano y más pesados	0.033
Nitrógeno	1.023
Dióxido de carbono	0.8
Total	100

5.3.5 Escenarios de liberación

Los escenarios que se modelarán son la ruptura de un gasoducto de 24" DN que transporta gas natural por una zona rural de clasificación 3. Para evaluar la magnitud del evento se consideran 3 tipos de ruptura: ruptura total de la sección transversal, abertura media (50%), y pequeña (20%) del gasoducto.

El peor escenario y más probable es un chorro de fuego (jet fire) que se origina debido a la ruptura del gasoducto y la ignición inmediata del material. En este caso, se asume que se forma una mezcla inflamable cuando el gas liberado entra en contacto inmediatamente con el aire. El alcance máximo del chorro es directamente proporcional al diámetro del orificio en el tubo.

El material de este chorro turbulento, compuesto de una mezcla de vapor y aire, se encuentra dentro de los límites de inflamabilidad. Cuando la mezcla encuentra una fuente de ignición inmediata se incendia para formar un chorro de fuego cuya longitud es directamente proporcional al momento del chorro, posteriormente la flama se empieza a extinguir cuando cesa la liberación, y la velocidad del chorro a lo largo de su eje decrece progresivamente con la distancia a partir del punto de ruptura.

Cabe señalar, que durante el desarrollo del chorro de fuego se encuentra un punto de transición, el cual es el balance entre los fenómenos de dispersión atribuida al efecto del chorro y la dispersión debido a la turbulencia vertical de la atmósfera. (Metropolo, 2004).

El primer paso para realizar la modelación de estos escenarios fue el de estimar el inventario o material a descargar, debido a que es una de las variables más importantes ya que determina el alcance máximo de afectación. Para el cálculo del inventario se consideraron las siguientes variables:

- Flujo que circula a través del gasoducto
- Tamaño de la abertura (ruptura u orificio)

- Tiempo de liberación (respuesta desde que empieza la liberación, hasta que se detecta y detiene)
- Condiciones de operación (presión y temperatura)
- Dimensiones del gasoducto (diámetro)

El inventario se calculó utilizando el modelo de cálculo de velocidad de descarga de una corriente gaseosa. El modelo se basa en un flujo limitado (choked), expansión adiabática y presenta un comportamiento de gas ideal. Para el cálculo de la rapidez de liberación se estableció una liberación con un tiempo de media hora (1800 s), tiempo razonable para la atención de una emergencia a las condiciones de operación del ducto. Se realizaron varias simulaciones con PHAST para calcular el valor máximo de liberación, para ello se supusieron varios valores de inventarios y se variaron los tamaños de ruptura total y los orificios.

$$m = A_h \sqrt{\gamma P_0 \rho_0 \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

donde:

- m - velocidad de descarga, kg/s
- A_h - abertura, m^2
- γ - relación de calores específicos
- P_0 - presión tubería, Pa
- P_1 - presión ambiental, Pa
- ρ_0 - densidad, kg/m^3

Generalmente en un gasoducto que maneja gas natural, el tiempo de detección y respuesta de emergencia varía entre los 30 min y llega incluso hasta horas. Este tiempo de respuesta depende principalmente del sistema de detección de fuga del gas, la capacidad y competencia del sistema de respuesta, y el sistema de acción (cierres de válvula de seccionamiento, paro de compresor, desvío de flujo, etc).

Para efecto de este análisis se proponen los tiempos de liberación que se muestran en la tabla 5.21 considerando el peor escenario.

Tabla 5.21
 Determinación de inventarios para escenario de ruptura de gasoducto de 24"

Flujo (kg/s)	Evento	Tiempo liberación (min)	Inventario (ton) Flujo * tiempo
5,660	Ruptura total (24")	10	3,396
150	Abertura mediana (50%) 12"	30	270
27	Abertura pequeña (20%) 5"	60	97.2

En la figura 5.39 se muestra el esquema del escenario de riesgo no. 1 durante el transporte del gas natural a través de la red de gasoductos. Este se considera como el peor escenario, pero poco probable.

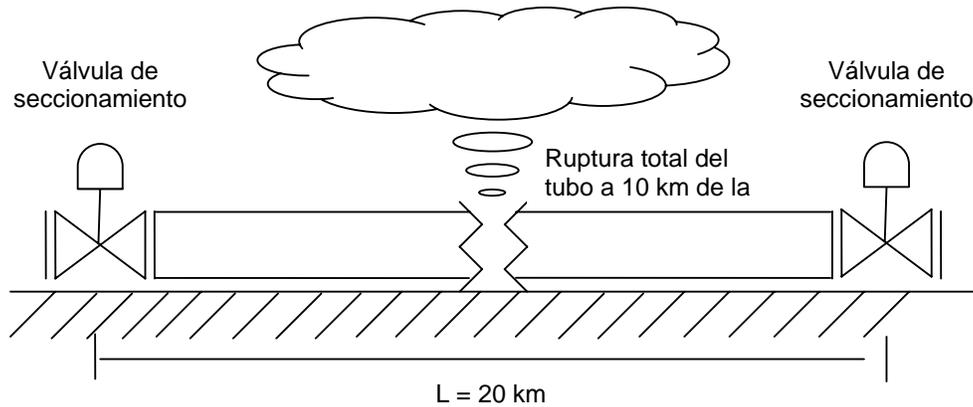


Figura 5.39
Escenario de ruptura total del gasoducto

En la figura 5.40 se muestra el esquema del escenario de riesgo no. 2 durante el transporte del gas natural a través de la red de gasoductos. Este escenario se considera como altamente probable. Al presentarse la ruptura y detectarse la fuga se cierran las válvulas de seccionamiento para minimizar la cantidad de material liberado.

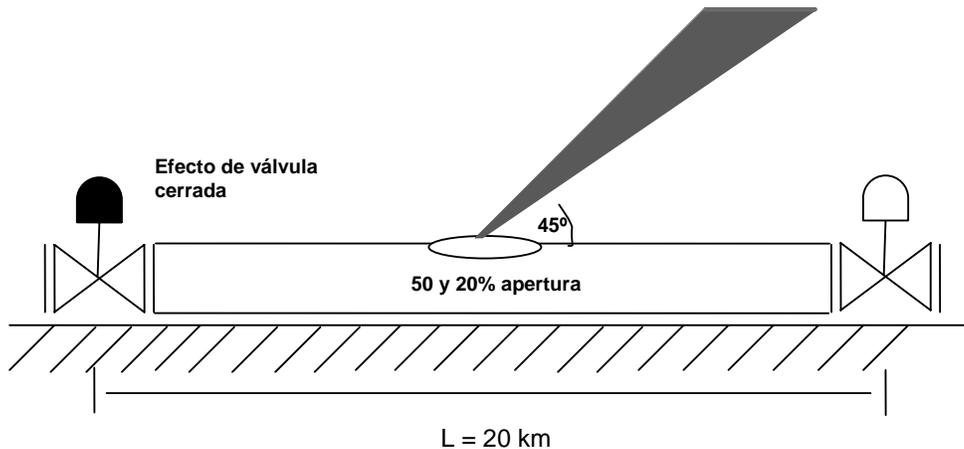


Figura 5.40
Escenario de ruptura de gasoducto por una máquina perforadora

En la figura 5.41 se muestran las fotografías de una ruptura mediana en forma rectangular de 101.6 mm x 203.2 mm (4" x 8") de un gasoducto por una máquina excavadora al realizar trabajos de excavación.



Figura 5.41
 Fotografías de gasoducto de 16" de DN perforado por máquina excavadora

5.3.6 Modelaciones

Para estudiar los riesgos ocasionados por el transporte de gas natural se proponen modelar tres escenarios:

- I. Ruptura total de la sección transversal de la tubería (LONG PIPELINE)
- II. Ruptura parcial de la tubería
 - a) Apertura equivalente al 50% del diámetro (mediana)
 - b) Apertura equivalente al 20% del diámetro (pequeña)
- III. Ruptura total, mediana y pequeña considerando el accionamiento de las válvulas de seccionamiento

Adicionalmente, el modelo LONG PIPELINE, ofrece la opción de tomar en cuenta el accionamiento de válvulas de seccionamiento de la tubería. Por tal motivo, se simularon los mismos escenarios considerando estas protecciones.

Escenario 1 Ruptura total de la tubería

El escenario propuesto consiste en un gasoducto que transporta gas natural a las condiciones mostradas en las tablas 5.22 y 5.23. El gasoducto sufre una ruptura total en su sección transversal en la parte media de la longitud del tramo en estudio debido a algún agente externo.

Tabla 5.22
 Condiciones de operación para la simulación

Material	
Sustancia	gas natural
Tipo de recipiente	gas presurizado
Presión	6300 kPa (63 bar)
Temperatura	45 °C
Inventario de material a descargar	3,396 ton

Tabla 5.23
 Condiciones de operación para la simulación de transporte

Escenario	
Tipo de evento	Gasoducto (long pipeline)
Fase	gas
Tubería	
Diámetro nominal	609 mm (24")
Longitud de la tubería	20,000 m
Distancia de ruptura	10,000 m
Apertura relativa	1 fracción (ruptura total)
Flujo de la tubería	5660 kg/s (440 mm ³ /s)
Material	Acero al carbón
Espesor de la tubería	8.788 mm (1/2 pulg)
Ubicación de la fuga	
Elevación	0 m
Ubicación al norte de la fuente	0 m
Ubicación al este de la fuente	0 m
Tipo de superficie	Suelo húmedo
Tipo de liberación	
	Horizontal ángulo 45°
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		77.9254	82.9871	68.5192
LII (44000 ppm)		438.740	271.729	206.530
LII Frac (22000 ppm)		998.124	438.341	333.014

Altura de concentración

Concentración (ppm)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		76.1043	82.8052	64.1393
LII (44000 ppm)		100.000	249.791	149.899
LII Frac (22000 ppm)		100.000	376.356	198.998

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	862.029	862.029	950.347
Radiación	5.0 kW/m ²	264.033	264.033	361.220
Radiación	12.5 kW/m ²	34.0883	34.0883	39.7220

Dispersión de la nube de gas

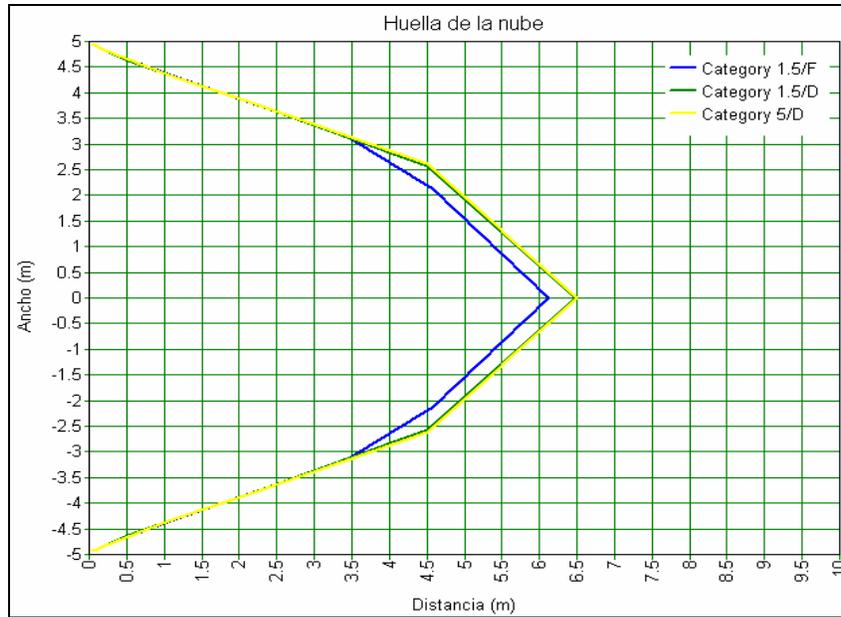


Figura 5.42

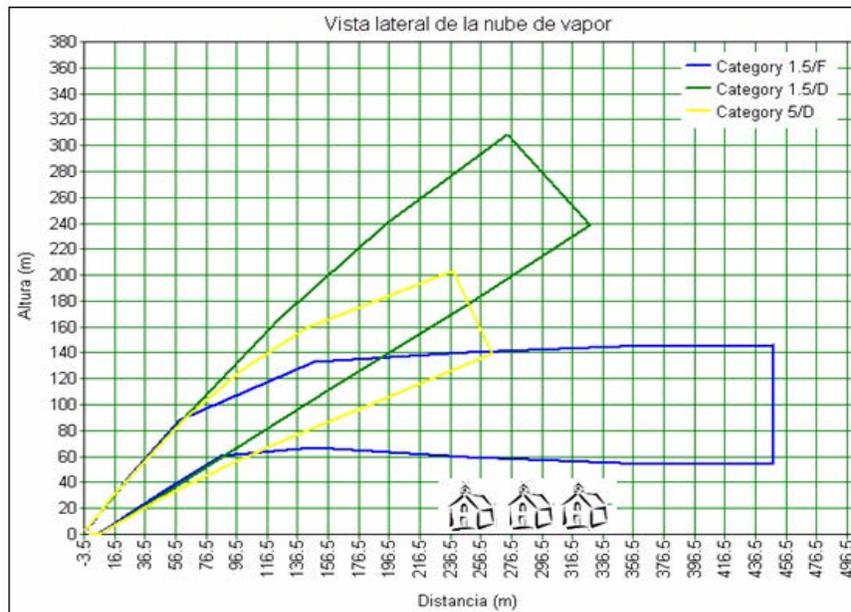


Figura 5.43

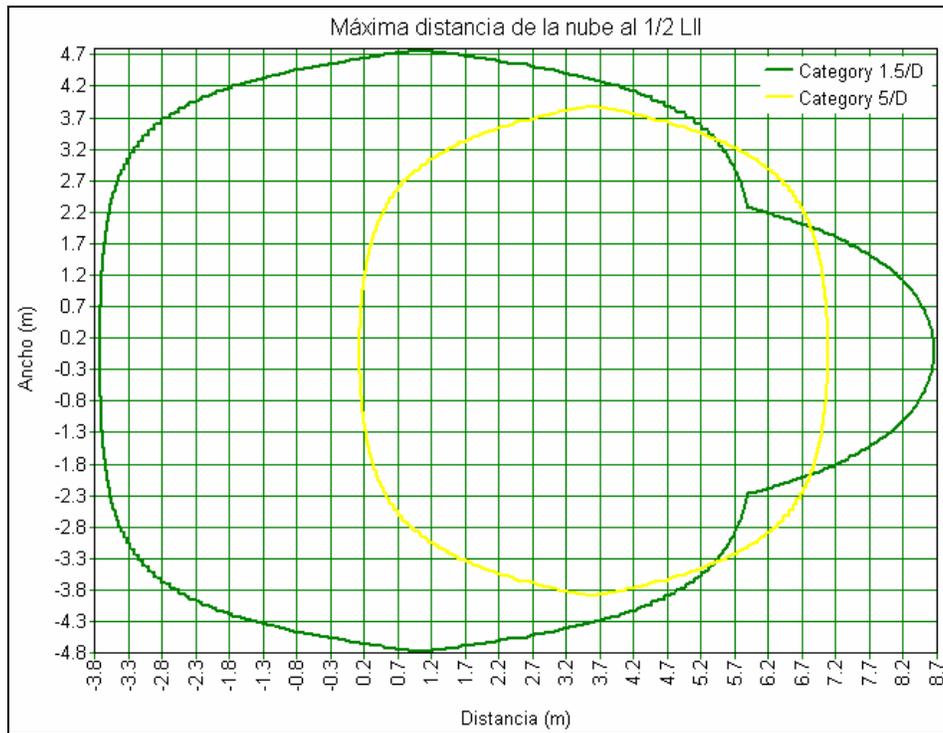


Figura 5.44

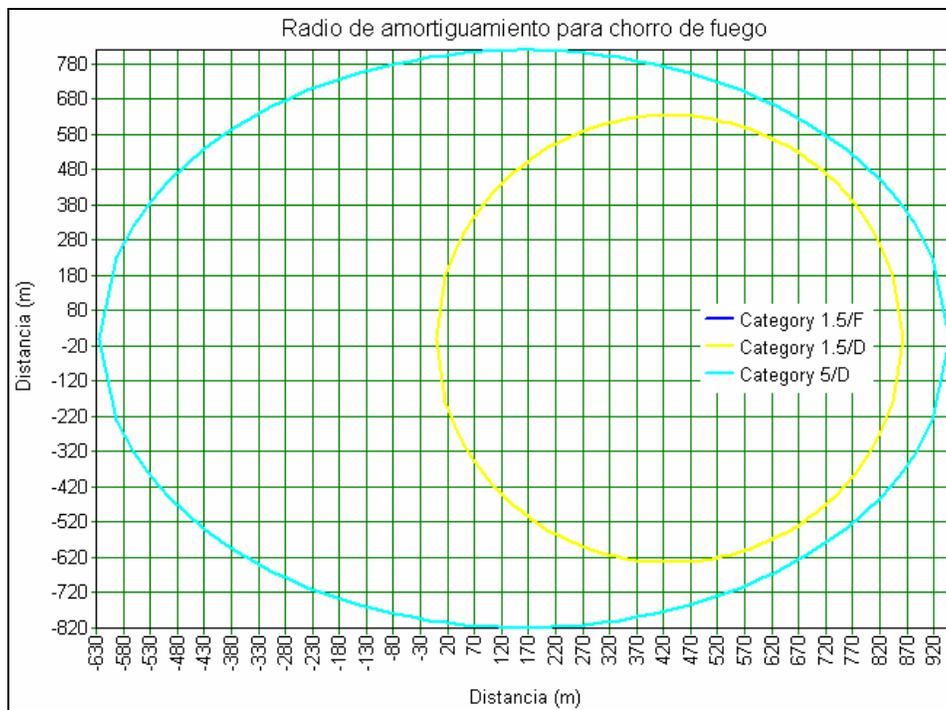


Figura 5.45

Análisis

Comportamiento de la dispersión de la nube: de las modelaciones realizadas se puede concluir que la condición más desfavorable para la dispersión de la nube de gas inflamable sucede a la mayor estabilidad atmosférica (1.5 m/s y estabilidad F). En cambio, cuando existen condiciones ambientales de gran inestabilidad atmosférica el comportamiento del chorro de fuego se dispersa libremente hacia la atmósfera disminuyendo la posibilidad de encontrar una fuente de ignición en tierras bajas y altas.

Comportamiento por radiación térmica: la mayor distancia de seguridad por radiación térmica del chorro de fuego sucede a 5 m/s y estabilidad atmosférica D. Comparado con las condiciones de estabilidad (1.5 m/s, D), se puede decir que el factor clave es la velocidad del viento. A mayor velocidad, aumenta el radio de afectación por radiación, que en este caso sería de casi 1 km.

Escenario 2 Ruptura parcial de la tubería

Caso a) Ruptura del tubo con orificio de 50% del diámetro del gasoducto

En este caso la ruptura mediana es un escenario de mayor probabilidad de ocurrencia que el de ruptura total, por lo que es importante que se analicen los resultados de la evaluación. En la tabla 5.24 se muestran las condiciones de operación de la modelación.

Tabla 5.24
 Condiciones de operación, escenario 2 (caso a)

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	6300 kPa (63 bar)
Temperatura	45 °C
Inventario de material a descargar	270 ton
Tubería	
Diámetro nominal	609 mm (24")
Longitud de la tubería	20,000 m
Distancia de ruptura	10,000 m
Apertura relativa	0.5 fracción (ruptura media)
Flujo de la tubería	5660 kg/s (440 mmpcsd)

Resultados

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		26.8759	27.3402	22.4269
LII (44000 ppm)		86.0713	92.5756	65.6863
LII Frac (22000 ppm)		136.525	160.133	112.168

Altura de concentración

		Concentración (ppm)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	27.9803	27.5434	21.5236
LII	(44000 ppm)	78.9086	86.5248	52.6943
LII Frac	(22000 ppm)	99.0876	135.523	72.8943

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	307.141	307.141	334.675
Radiación	5 kW/m ²	94.9468	94.9468	131.057
Radiación	12.5 kW/m ²	10.3842	10.3842	12.1303

Dispersión de la nube de gas

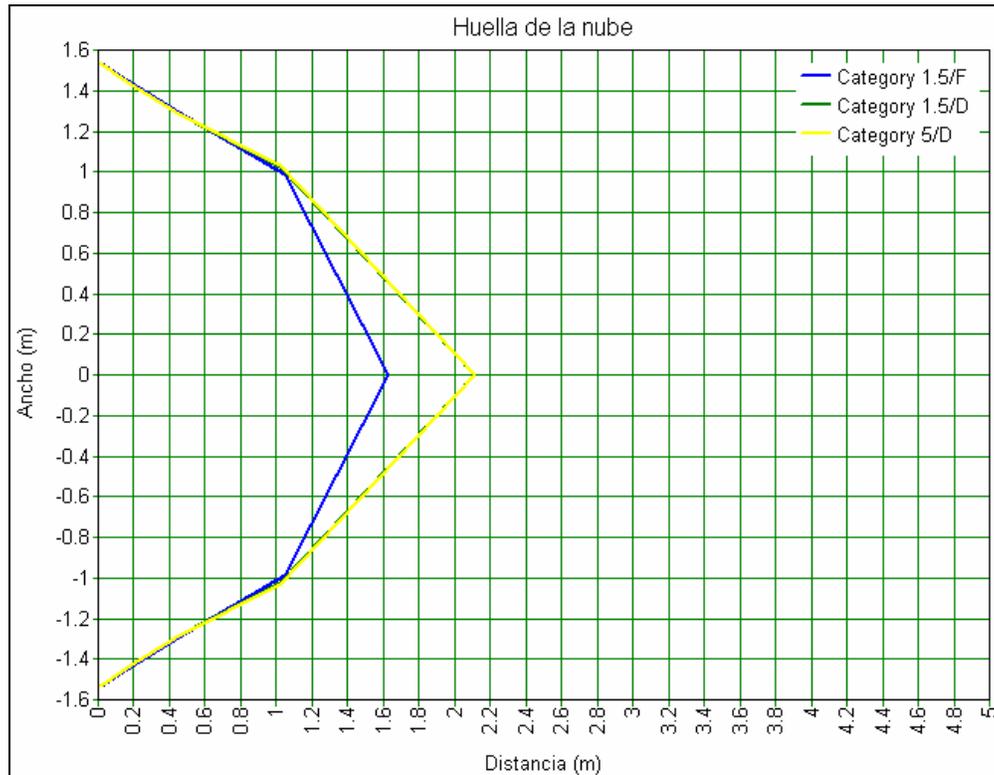


Figura 5.46

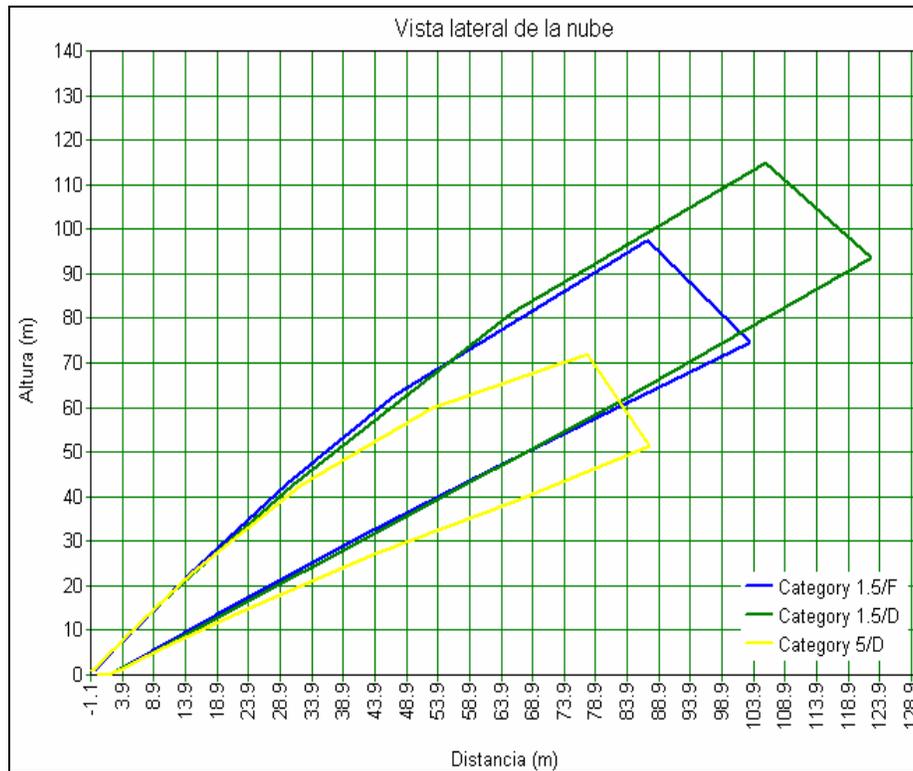


Figura 5.47

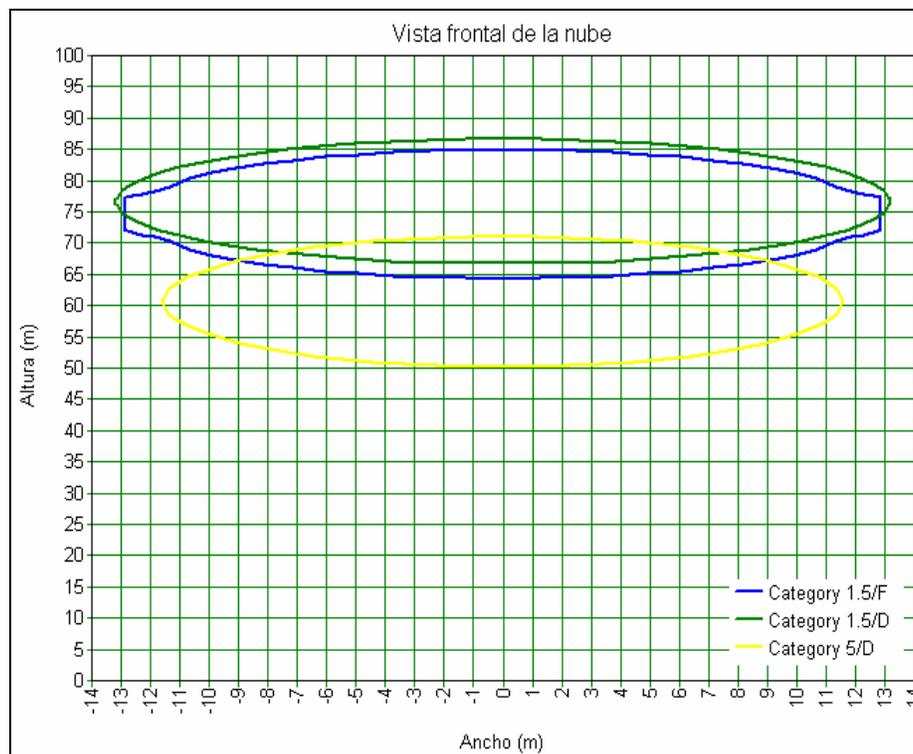


Figura 5.48

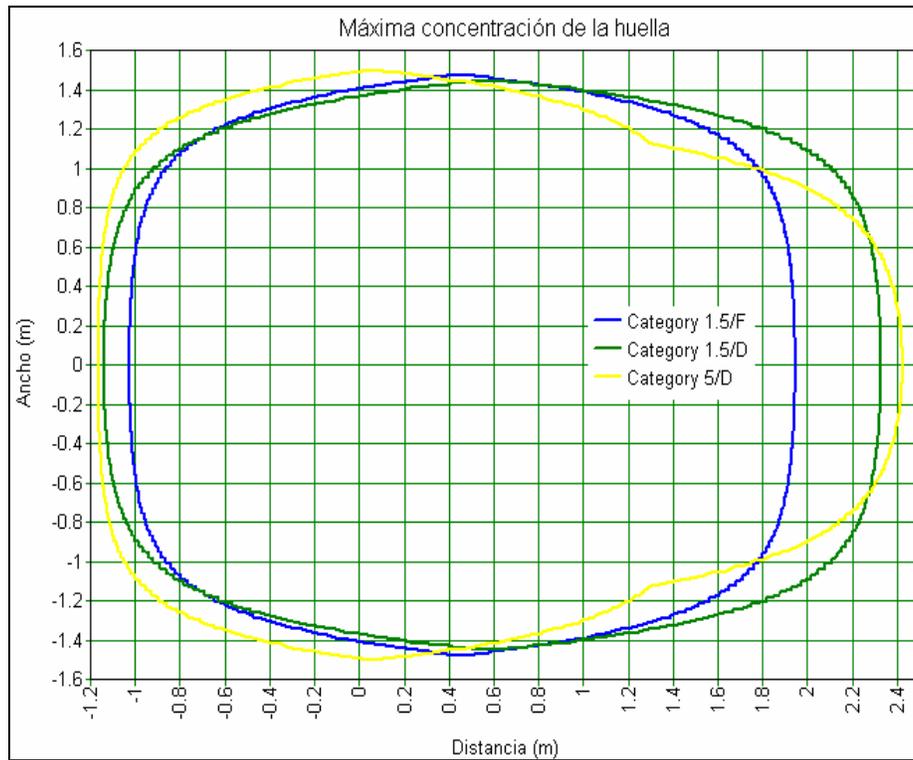


Figura 5.49

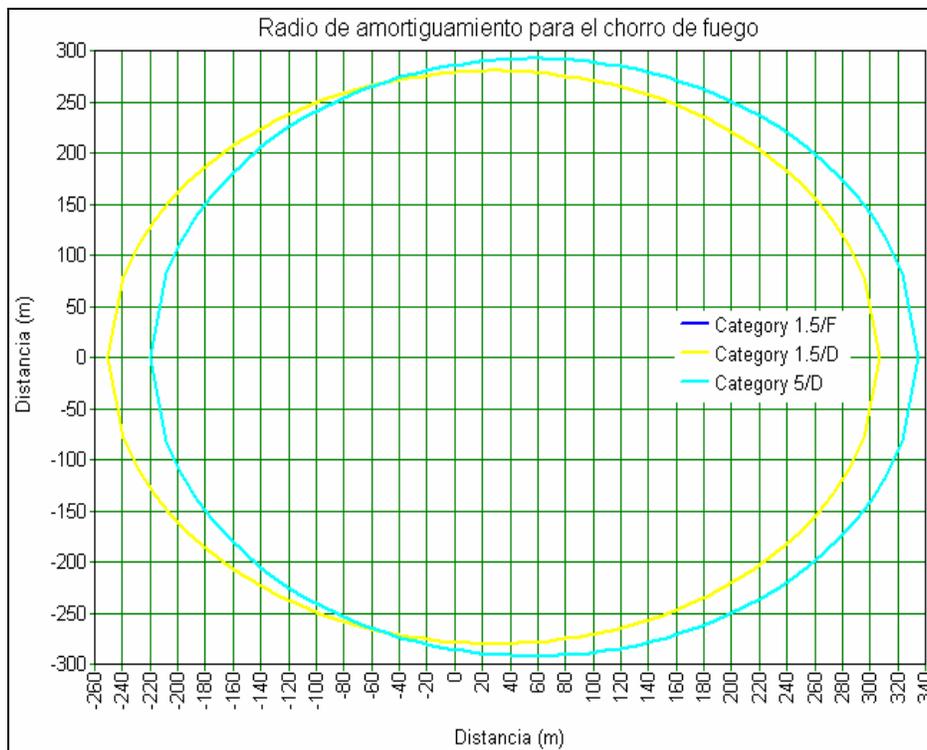


Figura 5.50

Caso b) Ruptura del gasoducto con orificio de 20% del diámetro del gasoducto

Este caso es el más probable de todos, debido a que en éste se conjuntan causas como fugas por bridas (malos aprietes), fugas por fallas en soldaduras, accesorios (válvulas, conexiones, etc). En la tabla 5.25 se muestran las condiciones de operación de la modelación.

Tabla 5.25
 Condiciones de operación, escenario 2 (caso b)

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	6300 kPa (63 bar)
Temperatura	45 °C
Inventario de material a descargar	97.2 ton
Tubería	
Diámetro nominal	609 mm (24")
Longitud de la tubería	20,000 m
Distancia de ruptura	10,000 m
Apertura relativa	0.2 fracción (ruptura pequeña)
Flujo de la tubería	5660 kg/s (440 mm ³ /s)

Resultados

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		19.1596	19.4027	16.8142
LII (44000 ppm)		68.6530	70.7731	51.7412
LII Frac (22000 ppm)		109.926	114.067	81.3664

Altura de concentración

Concentración (ppm)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		19.9825	19.6207	16.3323
LII (44000 ppm)		63.6872	66.6242	41.5331
LII Frac (22000 ppm)		89.2103	99.6763	55.6622

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación 1.4 kW/m ²		237.724	237.724	258.394
Radiación 5 kW/m ²		74.1304	74.1304	102.927
Radiación 12.5 kW/m ²		7.83804	7.83804	9.2038

Dispersión de la nube de vapor

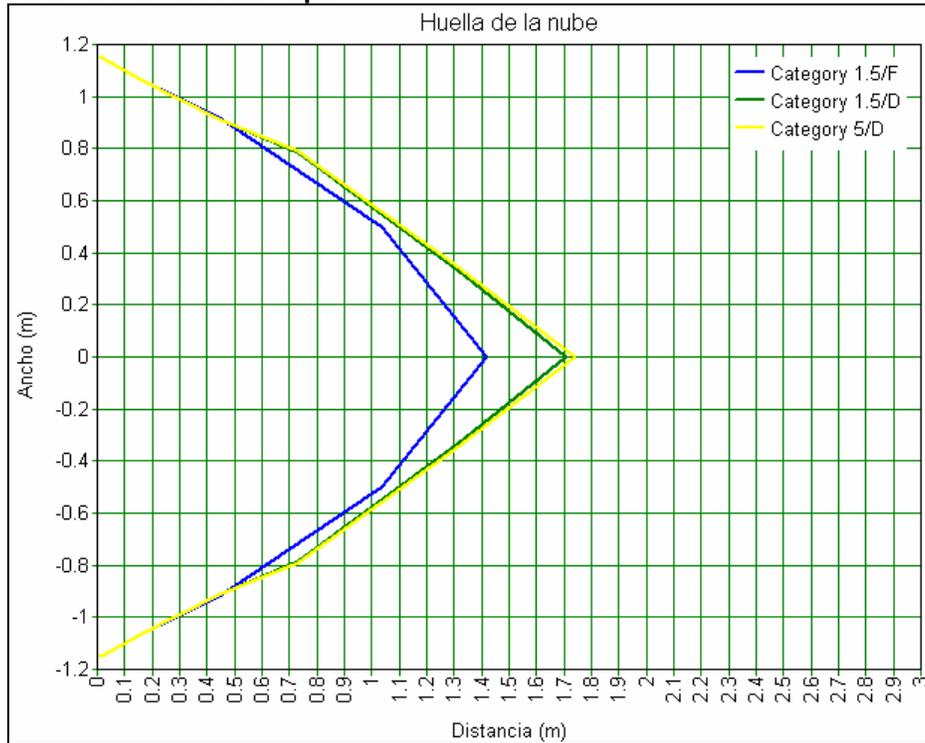


Figura 5.51

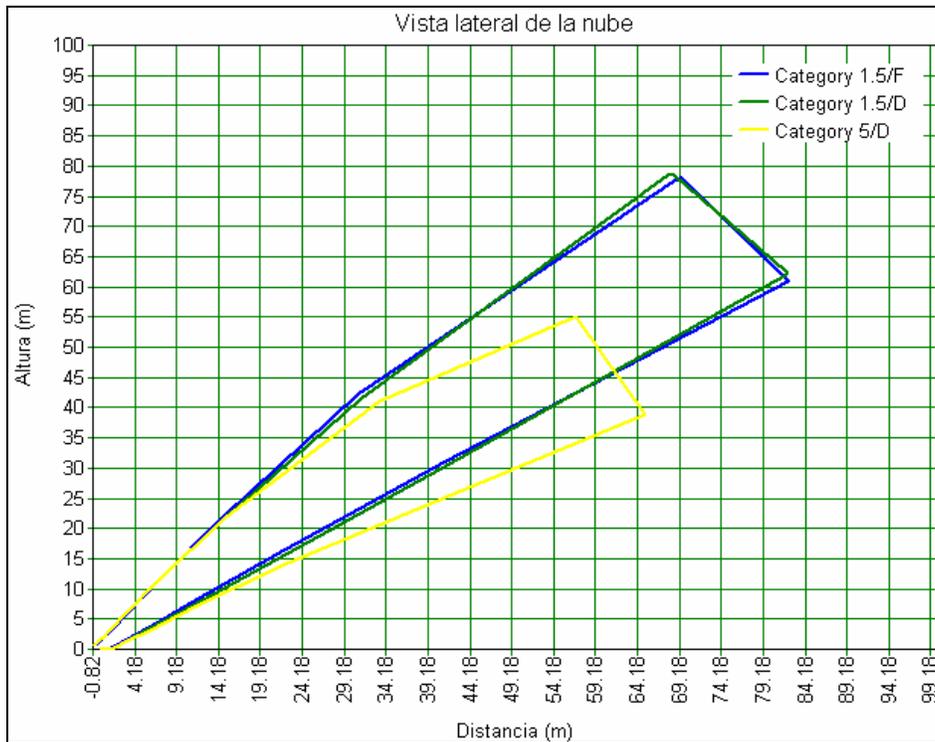


Figura 5.52

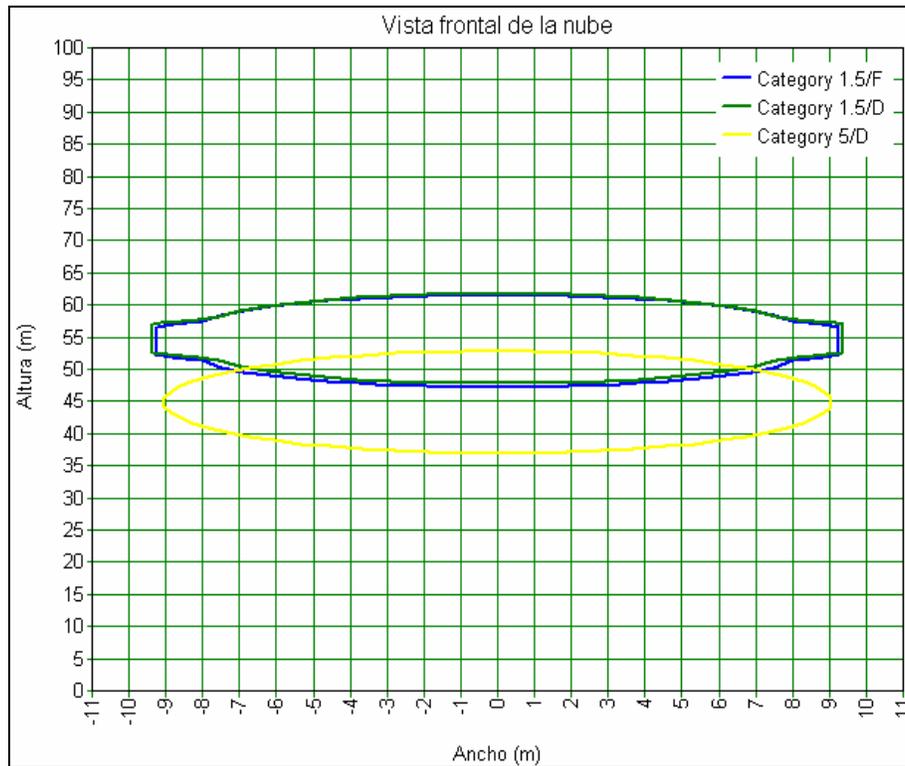


Figura 5.53

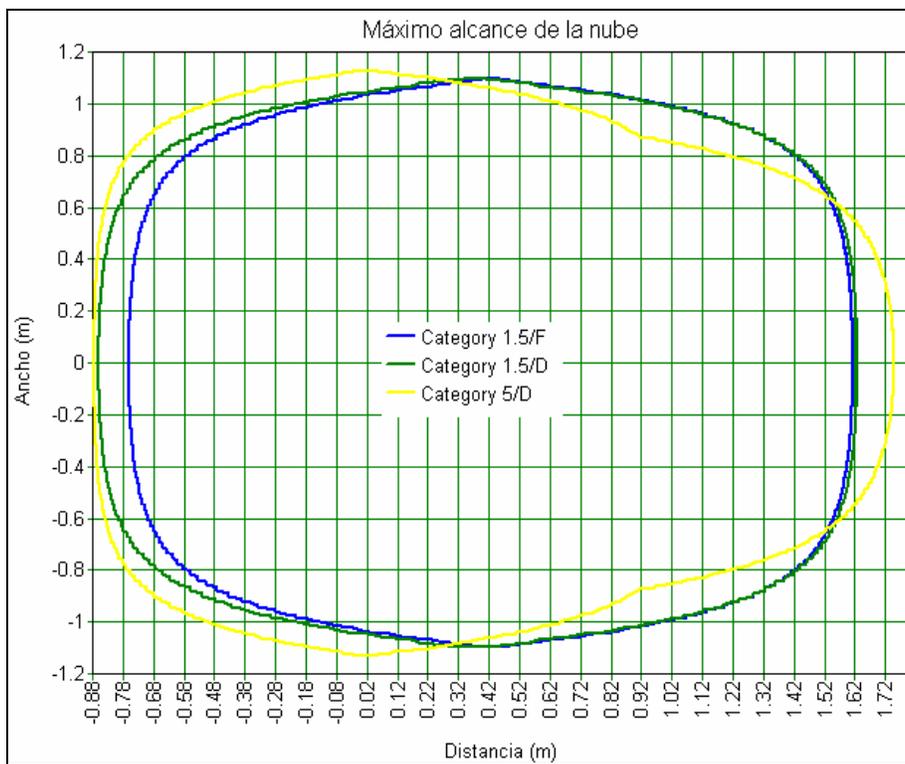


Figura 5.54

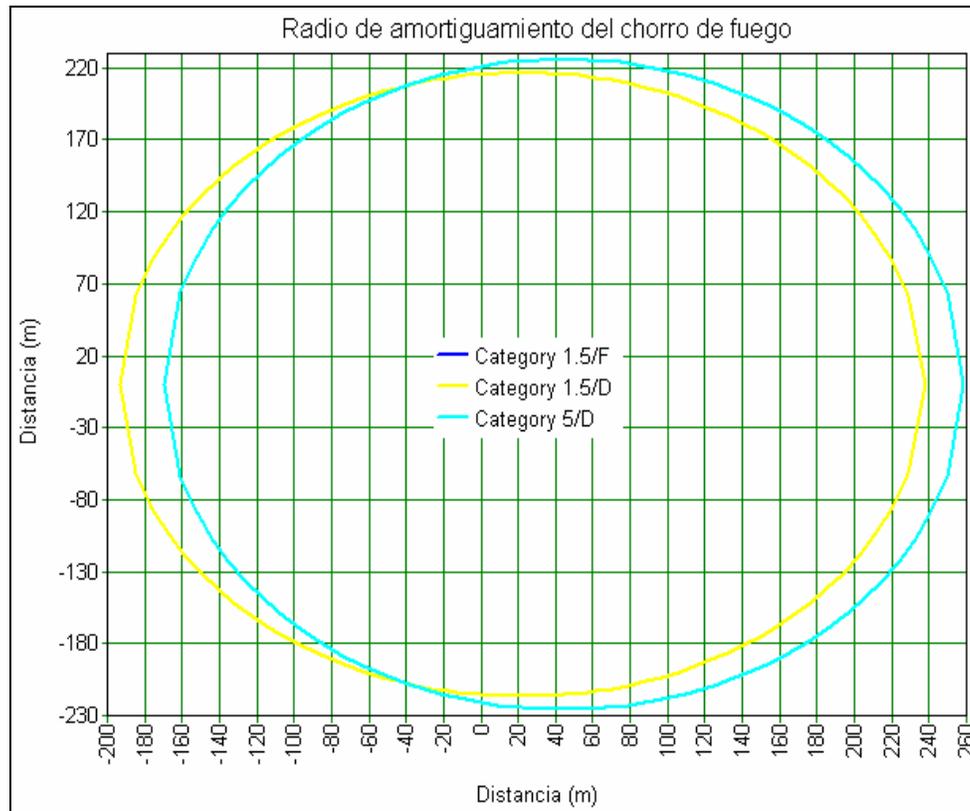


Figura 5.55

Escenarios con accionamiento de válvula de seccionamiento

Como un aporte adicional a esta evaluación, se realizaron las modelaciones de los mismos escenarios pero considerando el caso alternativo del accionamiento de las válvulas de seccionamiento. Esta variación es posible debido a que el paquete PHAST cuenta con este modelo disponible.

En esta sección se simulan los escenarios anteriores a las mismas condiciones de operación y climatológicas, pero ahora se toma en cuenta el cierre de la válvula de seccionamiento, que puede ser accionada de forma automática o manual. El tiempo de cierre de la válvula puede variar por diferentes factores, entre los más significativos se encuentran: el tiempo de detección de la fuga y rapidez del equipo de atención de la emergencia. Para efectos de la evaluación se consideran los mismo tiempos que se supusieron para el cálculo del inventario. En las tablas 5.26, 5.27 y 5.28 se muestran las comparaciones de los resultados de las modelaciones para chorro de fuego y flamazos.

Resultados

Caso Ruptura total, (Apertura 100%)

Tabla 5.26
 Comparación de resultados, caso ruptura total

Distancia (m)		
5/D		
Chorro fuego Elipse	Sin válvula	Con válvula
1.4 kW/m ²	950.347	378.881
5.0 kW/m ²	361.220	146.999
12.5 kW/m ²	39.7220	13.8405
Distancia (m) / Altura (m)		
1.5/F		
Flamazo	Sin válvula	Con válvula
LII	438.740 (100)	93.172 (86.1)
1/2 LII	998.124 (100)	196.644 (100)

Caso Ruptura mediana (Apertura 50%)

Tabla 5.27
 Comparación de resultados, caso ruptura mediana

Distancia (m)		
5/D		
Chorro fuego Elipse	Sin válvula	Con válvula
1.4 kW/m ²	334.675	263.73
5.0 kW/m ²	131.057	104.736
12.5 kW/m ²	12.130	91.451
Distancia (m) / Altura (m)		
1.5/D		
Flamazo	Sin válvula	Con válvula
LII	92.576	66.567
1/2 LII	160.133	107.996

Caso Ruptura pequeña, apertura 20% (tiempo de 1 hr no se puede simular, se realizó a 30 min)

Tabla 5.28
 Comparación de resultados, caso ruptura pequeña

Distancia (m)		
5/D		
Chorro fuego Elipse	Sin válvula	Con válvula
1.4 kW/m ²	258.394	251.485
5.0 kW/m ²	102.927	100.317
12.5 kW/m ²	9.203	8.942
Distancia (m) / Altura (m)		
1.5/D		
Flamazo	Sin válvula	Con válvula
LII	70.773 (66.624)	69.747 (65.393)
1/2 LII	114.067 (99.676)	112.227 (97.619)

Análisis

El caso más crítico sigue siendo el chorro de fuego a alta velocidad del viento y estabilidad media, comparado con el flamazo de la nube de vapor.

En cuanto al efecto del accionamiento de la válvula sobre el radio de afectación de la zona de amortiguamiento en el caso de ruptura total, se determinó que para el caso del chorro de fuego disminuyó en 250% y para el flamazo un 507%. Para el caso de ruptura mediana, la disminución del radio de amortiguamiento para el chorro de fuego fue del 27% y del flamazo del 48%. Finalmente para el caso de ruptura pequeña, el radio de amortiguamiento para el chorro fue de 3% y del flamazo 2%.

De los resultados anteriores se puede concluir que el uso de válvulas de seccionamiento para la respuesta de emergencia funciona eficazmente en rupturas medianas y total. La disminución del radio se debe principalmente a que el aislamiento del tramo de tubería limita la cantidad de material a liberar.

Vulnerabilidad

La vulnerabilidad es una medida de que tan propensa es una localidad o una ciudad para tener daños debidos a fenómenos naturales o antropogénicos. (CENAPRED, 2007)

En la tabla 5.29 se muestran los efectos hacia la población y equipos de proceso debido a la exposición térmica.

Tabla 5.29
 Daños causados por el efecto de la radiación

Flux Incidente (kW/m ²)	Tipo de daño causado	
	Daño a equipo	Daño a la población
37.5	Daños a equipos de proceso	100% de fatalidades en 1 min 1% fatalidades en 10 s
25	Energía mínima para incendiar la madera durante una exposición larga sin presencia de flama	100% de fatalidades en 1 min, Heridas significativas en 10 s
12.5	Energía mínima para incendiar la madera con una flama, funde tubería de plástico	1% de fatalidades en 1 min Quemaduras de primer grado en 10 s
4		Causa dolor si la exposición es mayor a 20 s pero es poco probable que produzca ampollas
1.6		No causa problemas por exposiciones largas

Análisis de sensibilidad del modelo

El objetivo de un análisis de sensibilidad es evaluar la importancia relativa que las variables de estado y los parámetros del modelo tienen sobre la evolución en el tiempo de las variables de estado y las salidas. (Saltelli, 2000)

Para realizar el análisis de sensibilidad del modelo, se seleccionaron las variables del ángulo de liberación del material, diámetros del orificio, estabilidades atmosféricas y condiciones del terreno de liberación.

5.4 Escenario de distribución

En la actualidad muchas de las grandes ciudades de los países utilizan gas natural como un medio energético seguro y confiable debido a sus características intrínsecas. Este hidrocarburo se transporta a través de redes de gasoductos subterráneos por muchas de las principales ciudades del mundo. De acuerdo a datos de la Asociación Mexicana de Gas Natural, la Ciudad de México cuenta con una red de tubería instalada de 30,275 km (78% tubería de polietileno), de la cual el 58% corresponde a la empresa española Gas Natural de México.

La red de distribución se distingue principalmente de la de transporte por operar a rangos menores de presión, diámetros de tuberías y flujo másico manejado. Sin embargo, el factor más importante entre ambos sistemas es que la trayectoria de las redes de distribución se encuentran localizadas por debajo de zonas sísmicas y de alta densidad poblacional, motivo por el cual se incrementa el riesgo de accidentes a la población.

5.4.1 Identificación de peligros

Los principales peligros presentes durante el manejo del gas natural en los sistemas de distribución son los mismos que se definieron en el caso de los escenarios de transporte, tal y como se muestra en la figura 5.1 de este capítulo. Los escenarios mencionados son: chorro de fuego y flamazo por dispersión de una nube de gas.

Detalles técnicos del comportamiento de una fuga de gas natural:

- a) La presión en el orificio de una fuga corresponde exactamente con la presión interior de la tubería, dependiendo de la presión.
- b) La salida de gas a la atmósfera, ya sea por una fuga accidental, o bien por el funcionamiento de una válvula de seguridad, produce un ruido característico.
- c) El gas natural fugado se disipa hacia la atmósfera, porque es más ligero que el aire, salvo que el gas se confine en un espacio cerrado.
- d) Dependiendo de la localización y el ángulo del orificio de la fuga en la tubería, dependerá la dirección y la distancia de la nube de gas natural. Sin embargo, el comportamiento de las fugas depende de cada escenario en específico.

(Gas Natural, 2005)

5.4.2 Descripción de la instalación

En la figura 5.54 se muestra el esquema de una de las redes del sistema troncal del D.F., donde se muestra la localización, e información de longitudes de tubería (seccionadas por válvulas) y diámetros. Además, en la figura 5.56 se muestra la representación de las principales presiones a las que opera la red.

En la Ciudad de México, 14 de las 16 delegaciones cuentan con servicio de gas natural (Álvaro Obregón, Azcapotzalco, Benito Juárez, Coyoacán, Cuauhtémoc, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Iztapalapa, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Tlahuac, Tlalpan, Venustiano Carranza y Xochimilco).

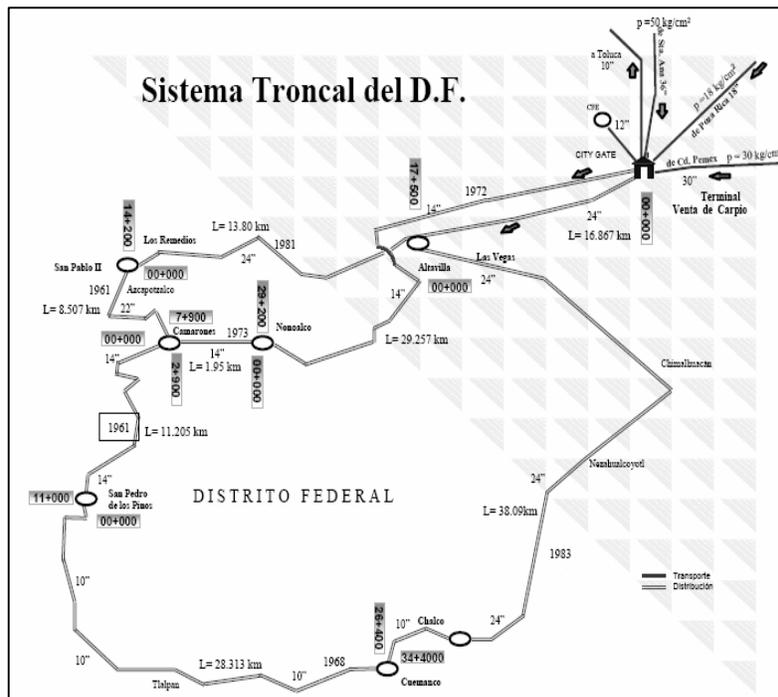


Figura 5.56
 Red troncal de la red de distribución gas en el D.F

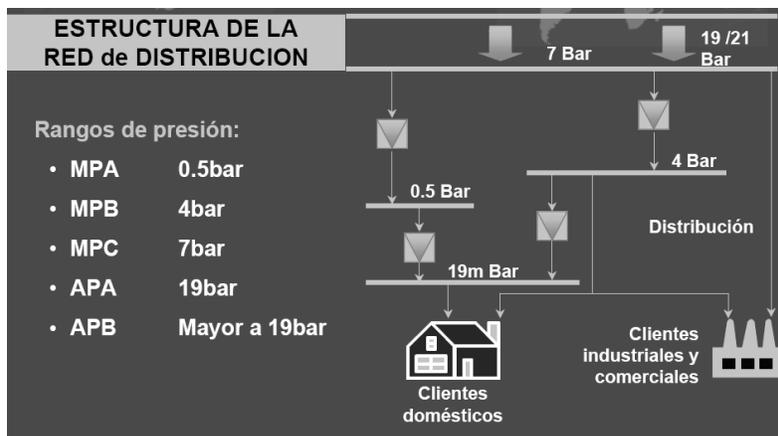


Figura 5.57
 Distribución de presiones en una red de distribución

5.4.3 Selección del sitio

Para efectuar la evaluación del riesgo en la red de distribución de gas natural se selecciona la Ciudad de México, por la alta densidad de población (5,986 hab/km²) y el incremento de tubería instalada por las compañías de distribución de gas natural. Debido a la falta de información de la distribución de la red en la ciudad, se optó por hacer la modelación de los escenarios propuestos sin importar la localización. Sin embargo, la información resultante es útil para hacer un análisis de riesgo alrededor de comunidades con altos índices de población. (Wikipedia, 2007)

5.4.4 Parámetros de modelación

Para el modelado de los escenarios se utiliza la composición del gas proporcionado por GN México. En la tabla 5.30 se observa su composición.

Tabla 5.30
 Composición del gas natural

Sustancia	Masa
Metano	14.2
Etano	2.706
Propano	1.323
Otros	0.1056

Fuente: Gas Natural México

Adicionalmente en la tabla 5.31 se muestra información sobre la composición del gas que se comercializan en el país.

Tabla 5.31
 Composición del gas natural en México

Componentes Gas Natural	Torreón (% mol/mol)	Monclova (% mol/mol)	Nvo. Laredo (% mol/mol)	C.P. Morelos (% mol/mol)
Etano	4.928	1.790	4.283	5.073
Propano	0.010	0.334	0.105	1.018
n-Butano	0.003	0.051	0.273	0.303
i-Butano	0.003	0.062	0.278	0.302
n-pentano	0.095	0.014	0.079	0.103
i-pentano	0.973	0.024	0.146	0.101
neo-pentano	0.100	0.003	0.000	0.100
C6 +	0.030	0.055	0.316	0.052
Bióxido de carbono	0.935	1.171	0.892	1.021
Nitrógeno	2.495	0.358	0.099	2.502
Metano	89.770	96.130	92.522	89.426

Fuente: CENAM, 2006

Las simulaciones de los escenarios de liberación se realizarán acorde a las condiciones meteorológicas de la Ciudad de México. La temperatura promedio anual fluctúa entre 12-18 °C, de este rango se selecciona la temperatura más baja debido a que los gases tienden a aumentar su densidad con la temperatura, y es así como se

logran las condiciones más desfavorables de dispersión de una nube de gas. En cuanto a la humedad relativa, se reportan valores de hasta 60% en época de lluvias.

En caso de no contar con la información meteorológica del sitio el Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos (CFR Título 49, Capítulo I, Parte 193), establece los valores de los parámetros para realizar la modelación de los escenarios de almacenamiento. A continuación se muestran los parámetros de simulación utilizados:

1. Estabilidad atmosférica F
2. Velocidad de viento de 2 m/s
3. Humedad relativa, 70%
4. Temperatura, 21°C
5. Altura del receptor (0.5 m)
6. Factor de rugosidad de la superficie (0.17, áreas rurales e industriales) (CFR, 2001)

5.4.5 Escenarios de liberación

Para estudiar los riesgos involucrados en los sistemas de distribución se modelarán escenarios que cubren diferentes situaciones de operación y liberación para conocer el comportamiento del material y de las posibles afectaciones que pudiera ocasionar a la población y ambiente. PHAST cuenta con 2 modelos para modelar la liberación del gas, uno es a través de modelar una fuga –“LEAK”- de un determinado orificio en una tubería (por falla de alguna soldadura, punto de corrosión, etc); y el otro es el de ruptura de la tubería –“LINE RUPTURE”- pequeña, mediana y total (debido a trabajos de apertura de zanjas y golpes con maquinaria pesada).

Limitaciones de la modelación

PHAST Professional no modela la dispersión en el subsuelo. El hecho de que la tubería esté enterrada hace necesario que se hagan algunas precisiones sobre las limitantes del modelo:

1.- Si la fuga ocurre cuando la tubería está enterrada, se asume que todo el material fugado migra hacia la superficie, el efecto del suelo atenúa la dispersión y se considera equivalente a tener una fuga horizontal a nivel de piso que ha impactado contra algún obstáculo.

2.- Si la fuga ocurre como resultado de una exposición de la tubería, como por ejemplo ruptura por un golpe de maquinaria durante la excavación, la fuga saldría con dirección horizontal y se impactaría contra las paredes del agujero excavado.

Dado lo anterior, al modelar con dirección horizontal e impacto se obtienen resultados igualmente aplicables cuando la fuga se localiza enterrada, que cuando fuga expuesta debajo del nivel de la superficie como consecuencia de una perforación o impacto. Cabe aclarar, sin embargo que en caso de reportarse una consecuencia de incendio de chorro ésta sólo es aplicable a la fuga expuesta.

Finalmente, considerando la posibilidad de que las fugas ocurran en un entorno urbano, se asume que podrían encontrarse fuentes de ignición a 12.5 m de la fuga o antes. Además, para la modelación de estos casos, se recomienda considerar un tiempo de respuesta de 30 minutos y atenuación de la fuga por estar enterradas las tuberías. (Gas Natural México, 2005)

Para la modelación de los escenarios de distribución se utiliza información de la red de distribución de la empresa GN México. La elaboración de los escenarios requiere información técnica sobre el diseño de la tubería (diámetros, longitudes, presión de operación y flujos). Debido a la falta de ésta información de los sistemas actuales, GN México proporcionó los escenarios de las modelaciones de las redes de distribución de las ciudades de Saltillo y Toluca.

De acuerdo a información proporcionada por GN México, el gas natural fluye por las tuberías de la red de distribución a una temperatura de 16.5 °C y con flujos variables según se muestra a continuación:

- Tubería de Acero
 - Ø 12", 10", 8", 6", 4" y 2", Presión 12 bar, (25,000 m³/hr)
 - Ø 8", 6", 4" y 2", Presión 7.0 bar, (2500 m³/hr)
- Tubería de Polietileno
 - Ø 200, 160, 110, 90, 63, 43 mm, Presión 2.1 bar, (13,500 m³/hr)

5.4.6 Modelaciones

En las tablas 5.32 se muestran los casos a simular utilizando el modelo de fuga, y en la tabla 5.33 los casos utilizando el modelo de ruptura de tubería.

I. Fuga de material (modelo fuga)

Tabla 5.32
 Modelación de casos de fuga de gas ("Leak")

Caso	Tubería	Presión kPa (bar)	Diámetro orificio mm(pulg)
C1	Acero	200 (2)	12.7 (1/2)
C2	Acero	400 (4)	12.7 (1/2)
C3	Acero	700 (7)	19.05 (3/4)
C4	Acero	1,900 (19)	25.4 (1)
C5	Acero	70 (0.7)	12.7 (1/2)

II. Ruptura (modelo ruptura de tubería)

Tabla 5.33
 Modelación de casos por ruptura de tubería ("Line rupture")

Caso	Tubería	Presión kPa (bar)	Longitud m	Diámetro interno mm
C6	Acero	200 (2) acometida	1	26.64
C7	Acero	200 (2)	100	52.5
C8	Acero	400 (4)	100	102.3
C9	Polietileno	400 (4)	100	40.0

Caso 1

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en la tablas 5.34. La tubería de distribución puede presentar una perforación debido a diversos factores, tales como: golpe con una excavadora, corrosión, etc.

Tabla 5.34
 Condiciones de operación C1

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	200 kPa (2 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Fuga en tubería (Leak)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro del orificio	12.7 mm (1/2")
Material	Acero al carbón
Localización de la fuente de ignición	
	12.5 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)		2.9429	1.7826	2.0686
LII (44000 ppm)		9.6280	11.2706	11.3153
LII Frac (22000 ppm)		14.7089	19.5646	15.9630

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	2.9754	2.9754	2.9754
Radiación	5.0 kW/m ²	2.9754	2.9754	2.9754
Radiación	12.5 kW/m ²	2.9754	2.9754	2.9754

Dispersión de la nube de gas

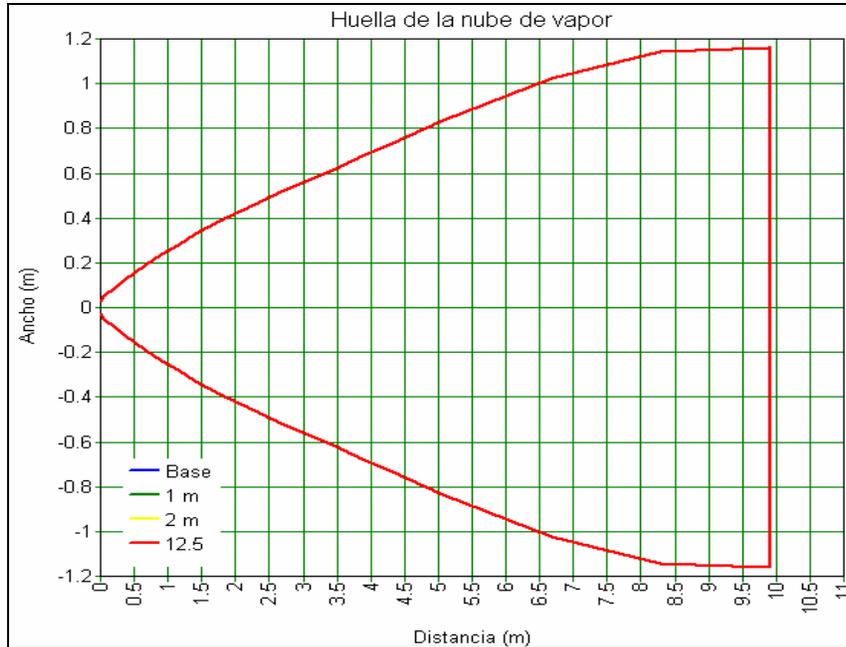


Figura 5.58

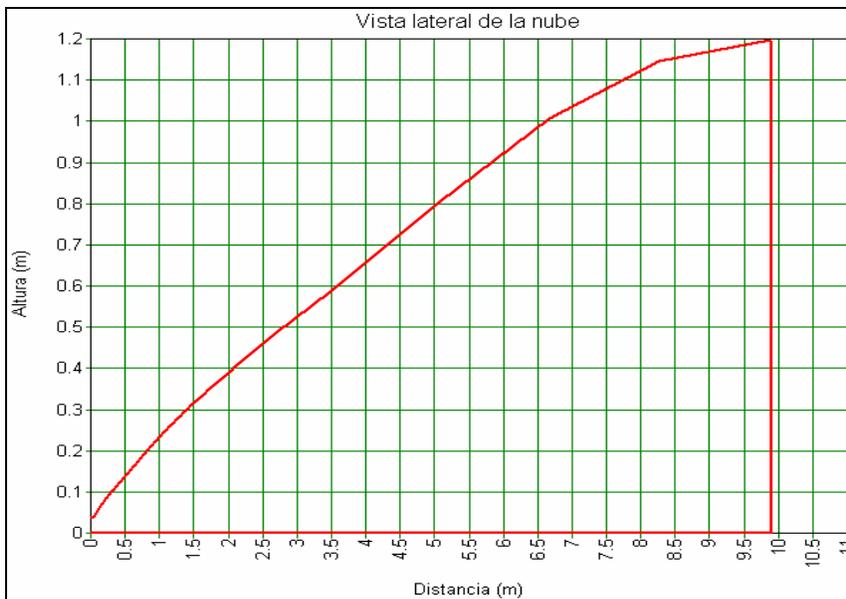


Figura 5.59

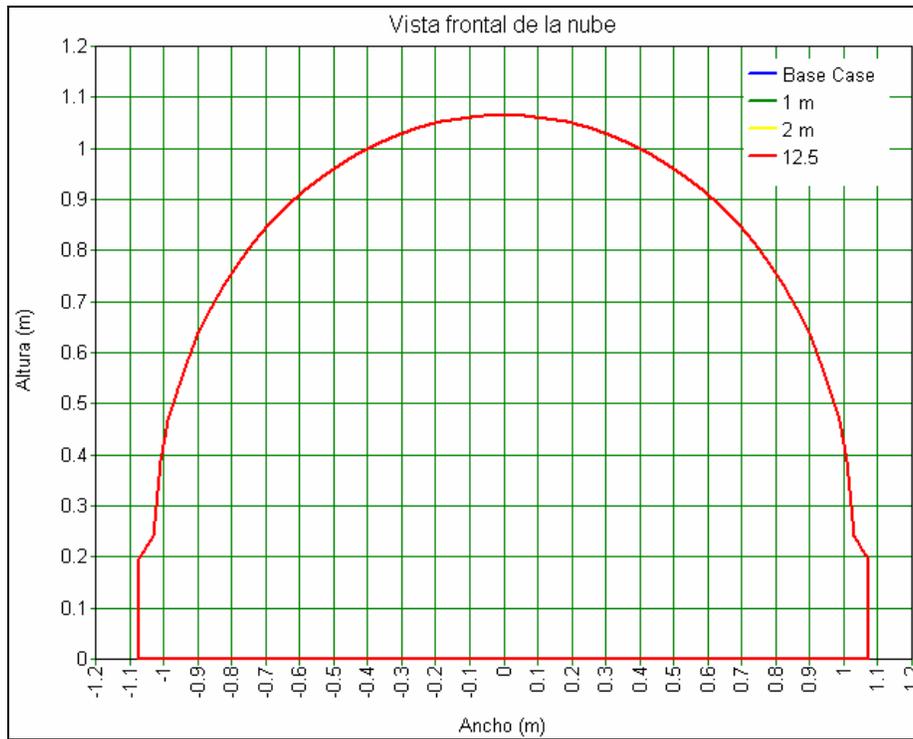


Figura 5.60

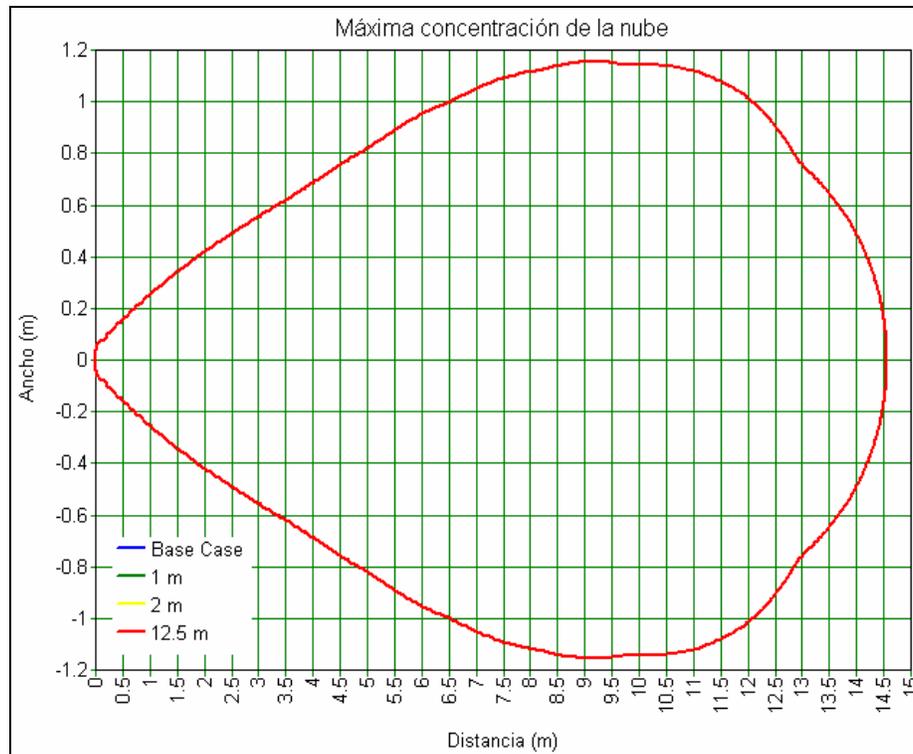


Figura 5.61

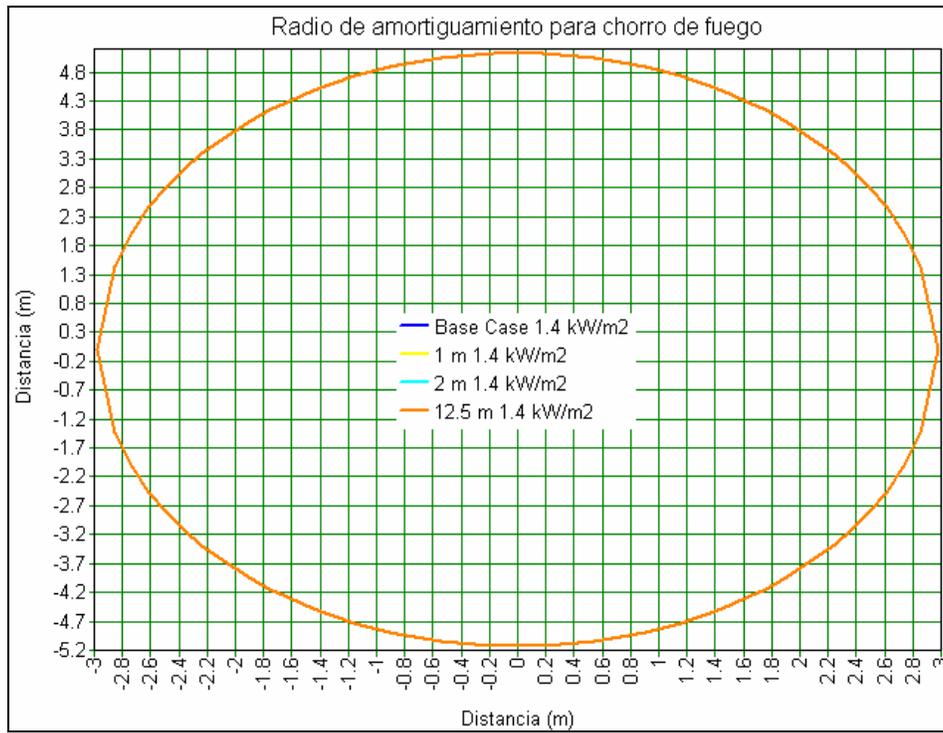


Figura 5.62

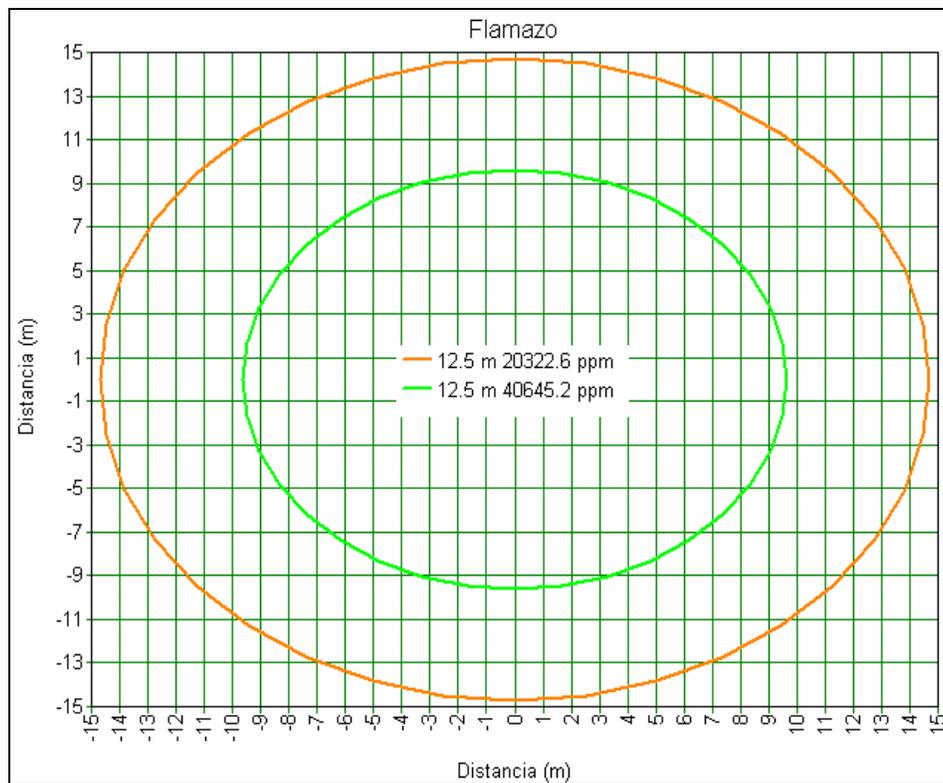


Figura 5.63

Caso 2

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en la tabla 5.35. La tubería de distribución puede presentar una perforación debido a diversos factores, tales como: golpe con una excavadora, corrosión, etc.

Tabla 5.35
 Condiciones de operación C2

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	400 kPa (4 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Fuga en tubería (Leak)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro del orificio	12.7 mm (1/2")
Material	Acero al carbón
Localización de la fuente de ignición	
	12.5 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración
 Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

	Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI (165000 ppm)	3.8828	2.3615	2.7799
LII (44000 ppm)	12.1311	14.5031	13.2682
LII Frac (22000 ppm)	18.2516	24.9407	20.3932

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	3.7089	3.7089	3.7089
Radiación	5 kW/m ²	3.5617	3.5617	3.5617
Radiación	12.5 kW/m ²	3.5617	3.5617	3.5617

Dispersión de la nube de gas

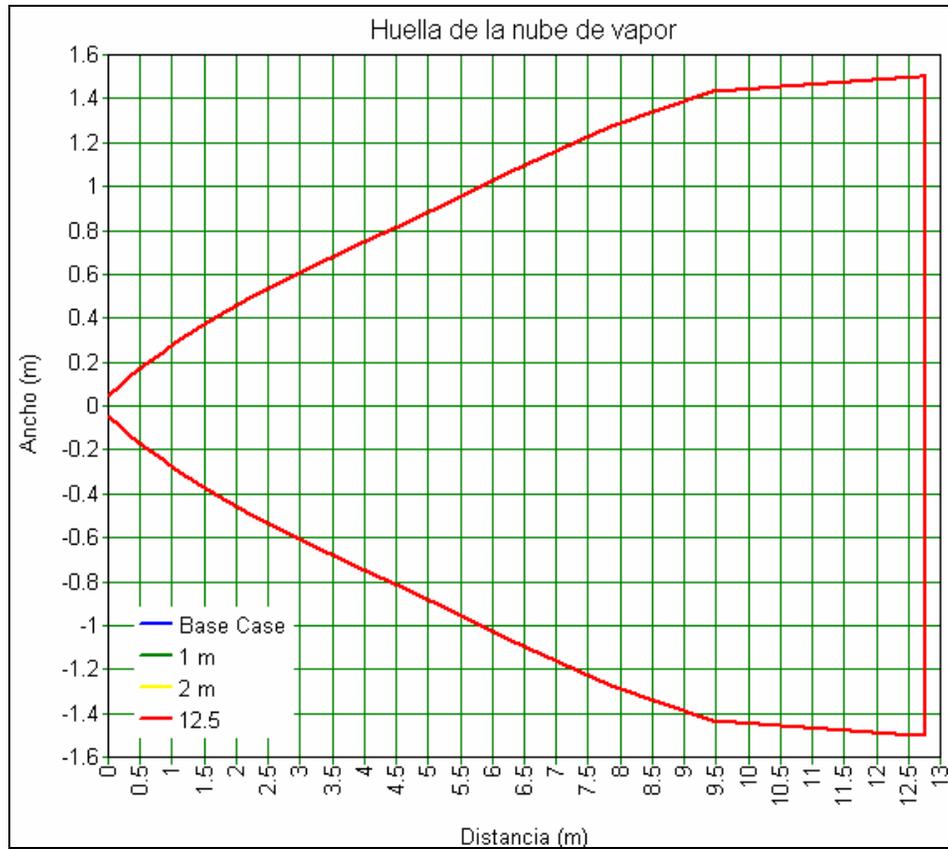


Figura 5.64

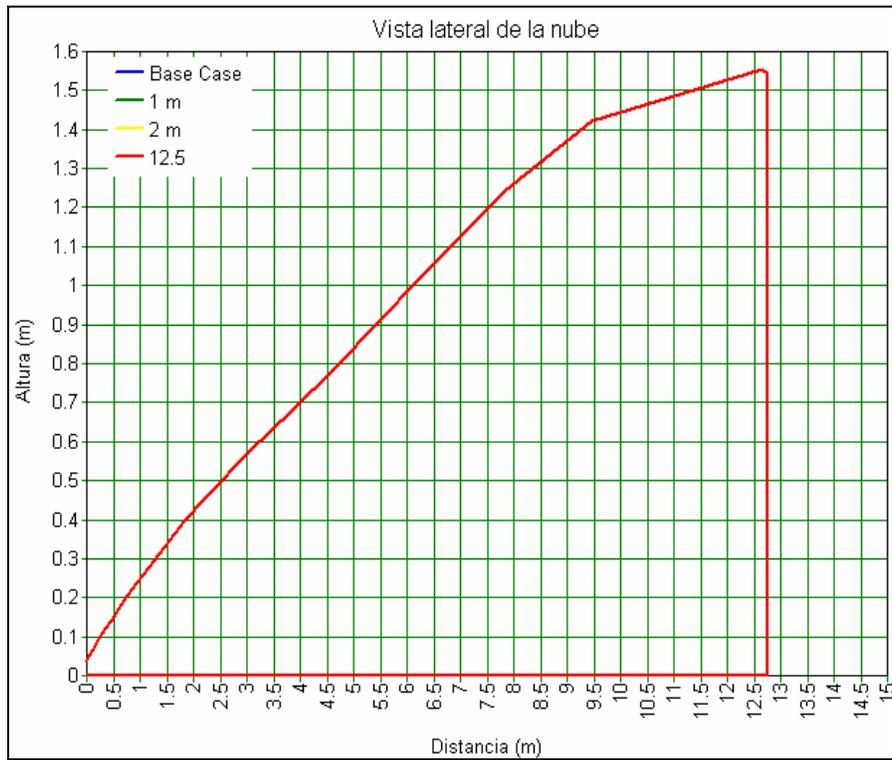


Figura 5.65



Figura 5.66

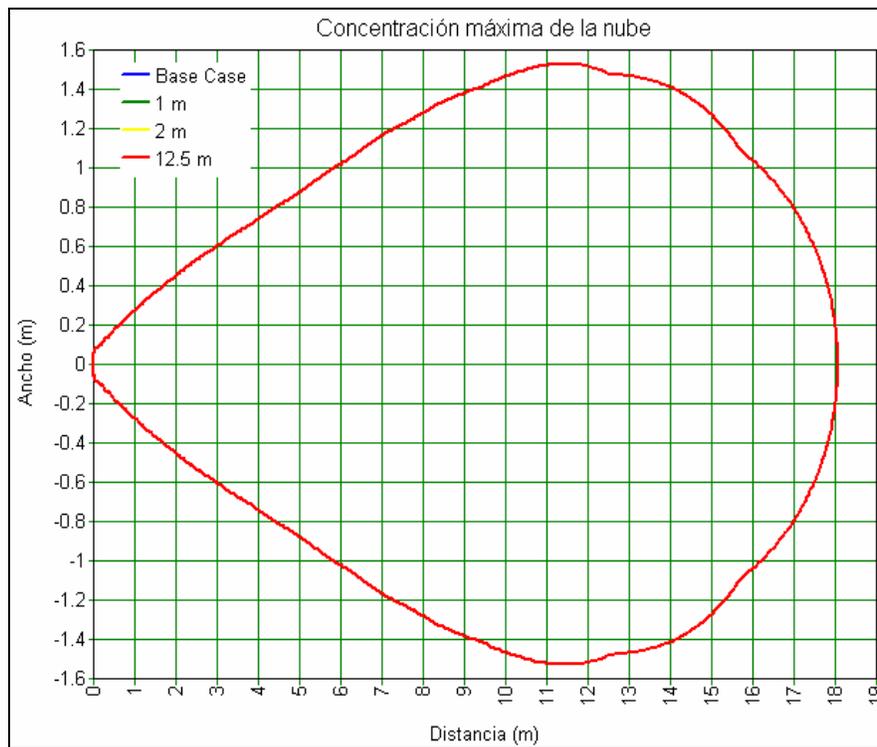


Figura 5.67

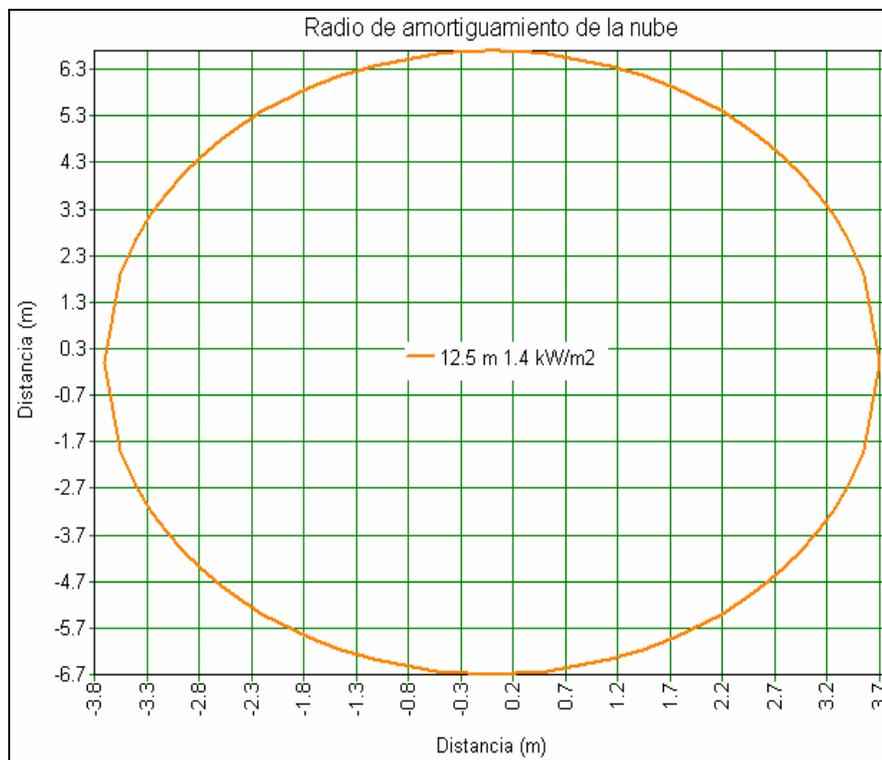


Figura 5.68

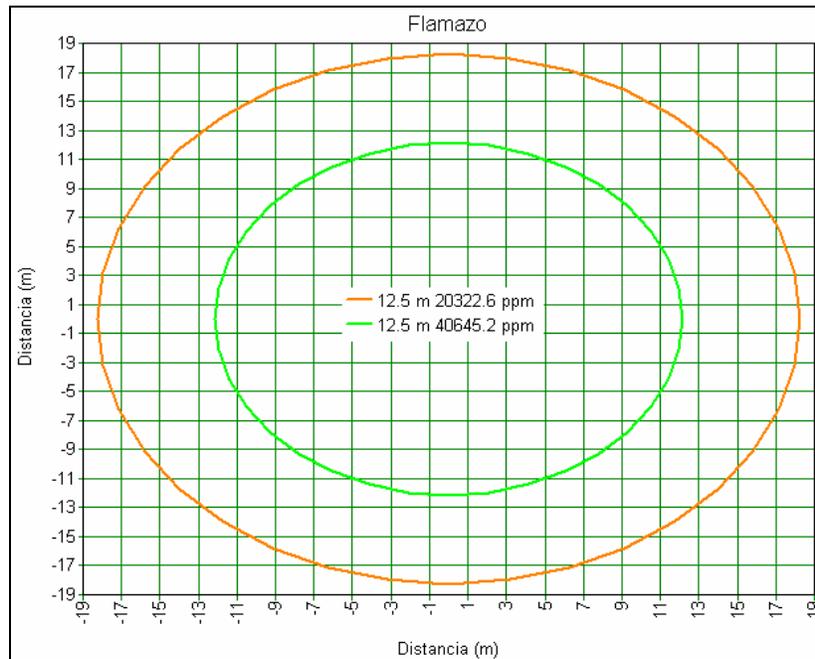


Figura 5.69

Caso 3

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en la tabla 5.36. La tubería de distribución puede presentar una perforación debido a diversos factores, tales como: golpe con una excavadora, corrosión, etc.

Tabla 5.35
 Condiciones de operación C3

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	700 kPa (7 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Fuga en tubería (LEAK)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro del orificio	19.05 mm (3/4")
Material	Acero al carbón
Localización de la fuente de ignición	
	12.5 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	7.0836	4.4900	5.2320
LII	(44000 ppm)	20.4770	25.4844	23.7999
LII Frac	(22000 ppm)	32.2155	43.1242	37.1824

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	6.4436	6.4436	6.4436
Radiación	5.0 kW/m ²	5.7086	5.7086	5.7086
Radiación	12.5 kW/m ²	5.7086	5.7086	5.7086

Dispersión de la nube de gas

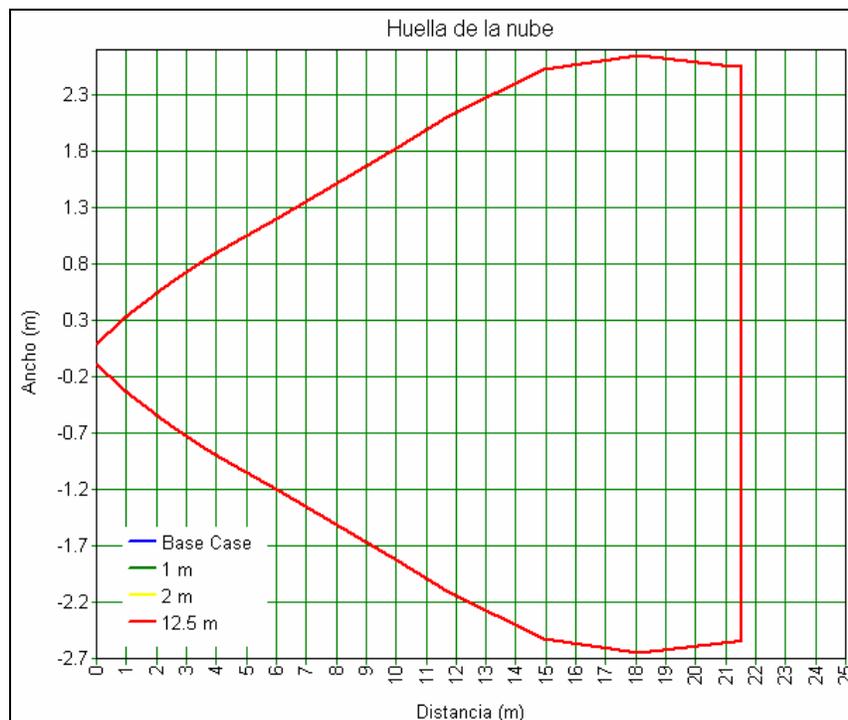


Figura 5.70

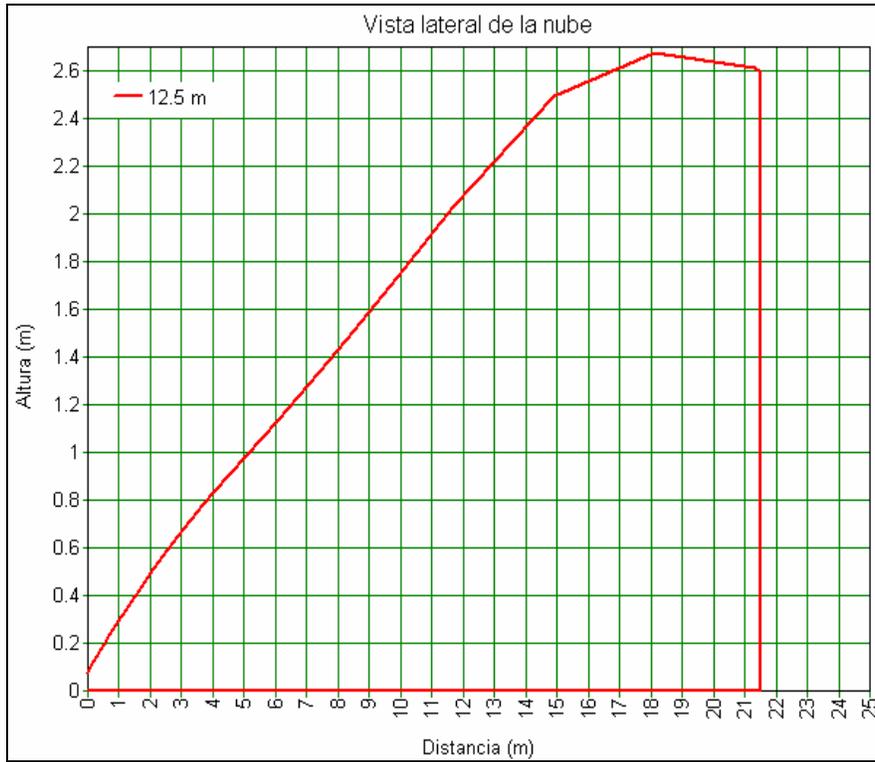


Figura 5.71

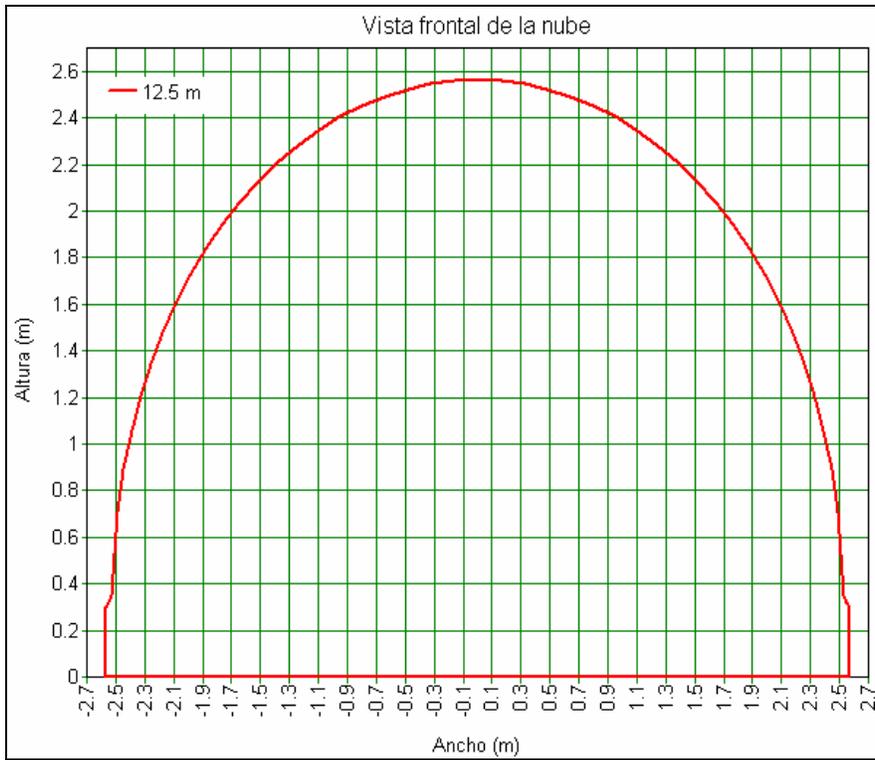


Figura 5.72

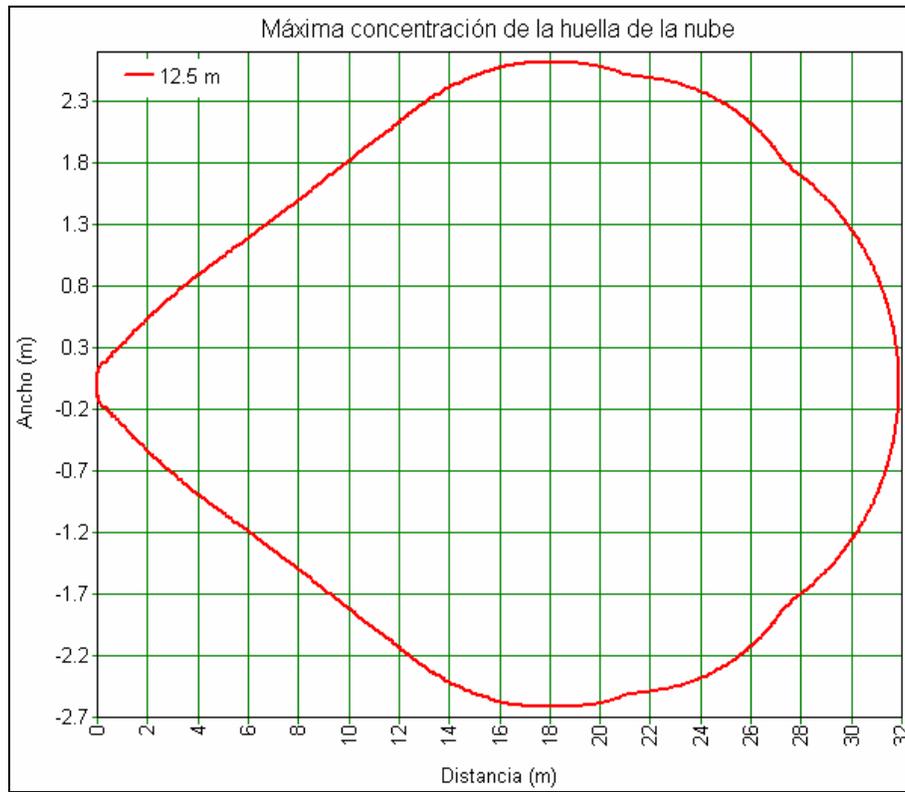


Figura 5.73

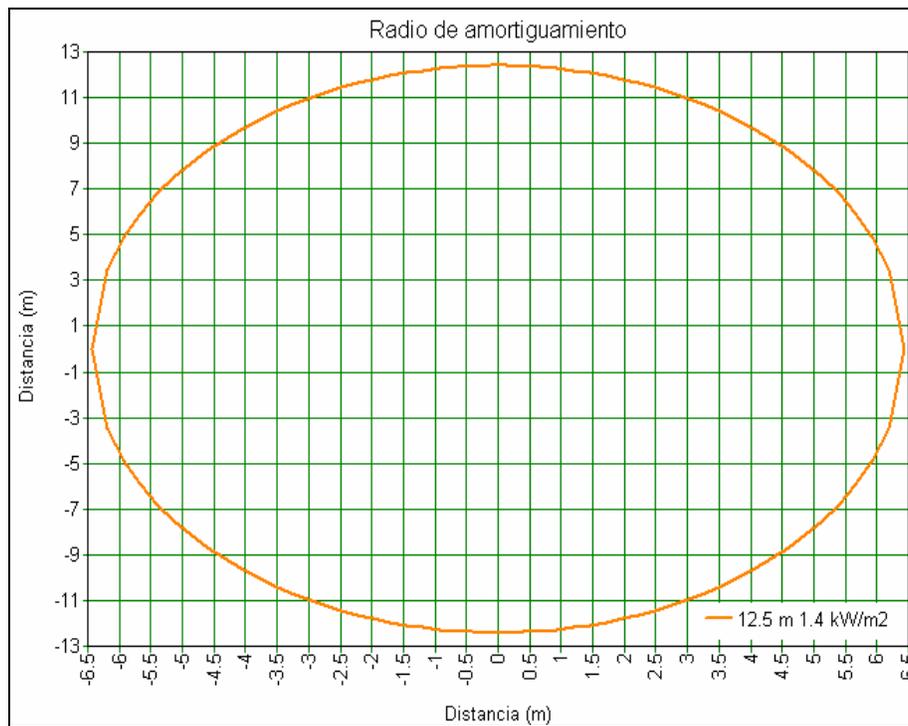


Figura 5.74

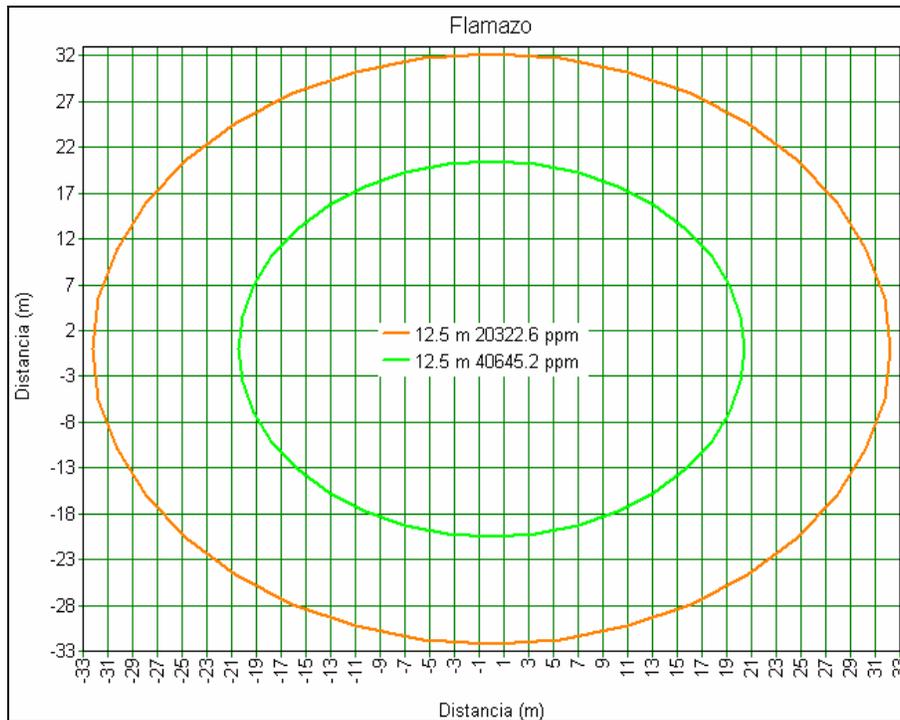


Figura 5.75

Caso 4

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en la tabla 5.37. La tubería de distribución puede presentar una perforación debido a diversos factores, tales como: golpe con una excavadora, corrosión, etc.

Tabla 5.37
 Condiciones de operación C4

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	1900 kPa (19 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Fuga en tubería (Leak)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro del orificio	25.4 mm (1")
Material	Acero al carbón
Localización de la fuente de ignición	12.5 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	13.8630	9.0454	10.5896
LII	(44000 ppm)	45.5458	54.5067	47.1967
LII Frac	(22000 ppm)	79.6634	94.2272	70.7990

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	12.6667	12.6667	12.6667
Radiación	5.0 kW/m ²	10.4994	10.4994	10.4994
Radiación	12.5 kW/m ²	10.1903	10.1903	10.1903

Dispersión de la nube de gas

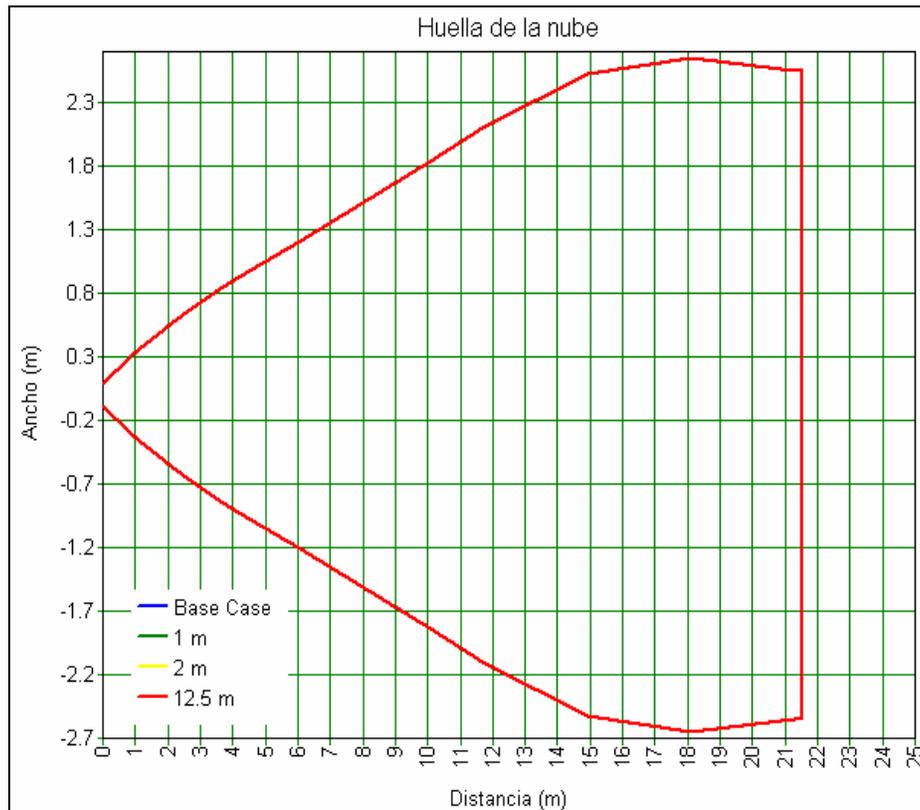


Figura 5.76

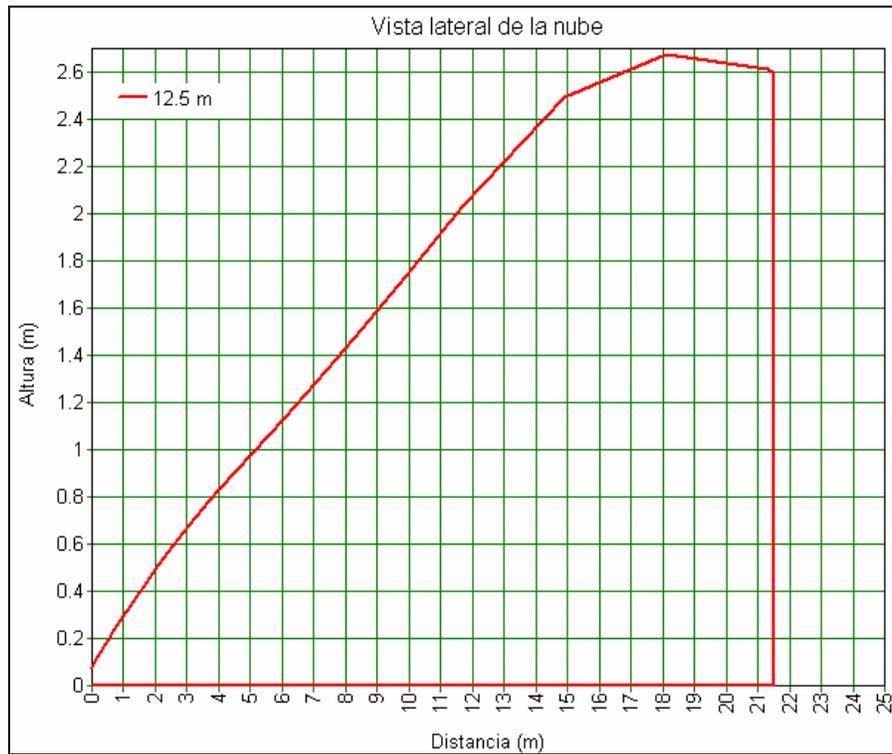


Figura 5.77

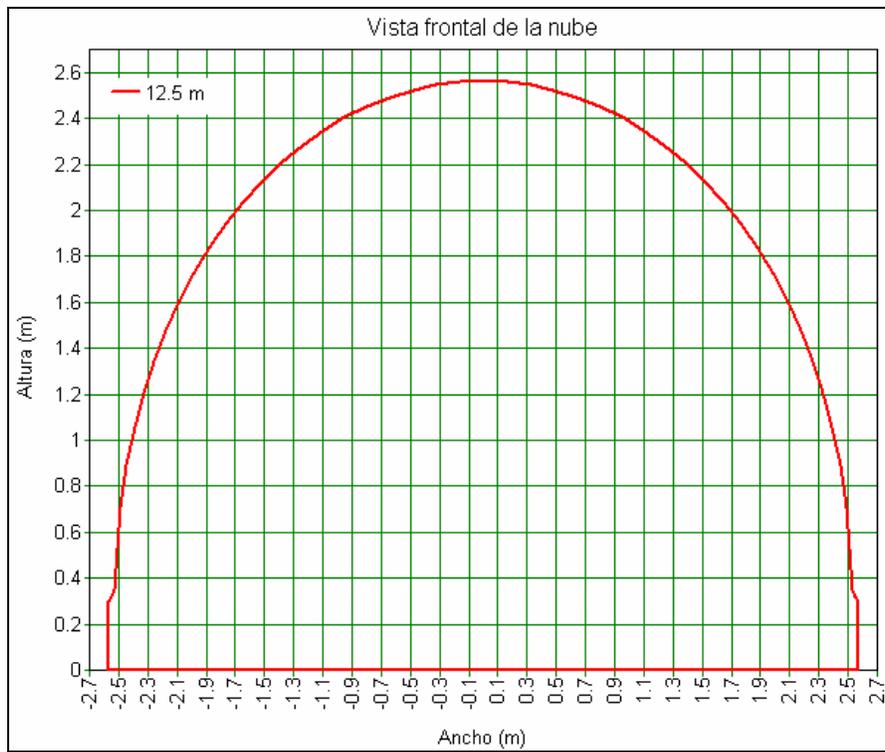


Figura 5.78

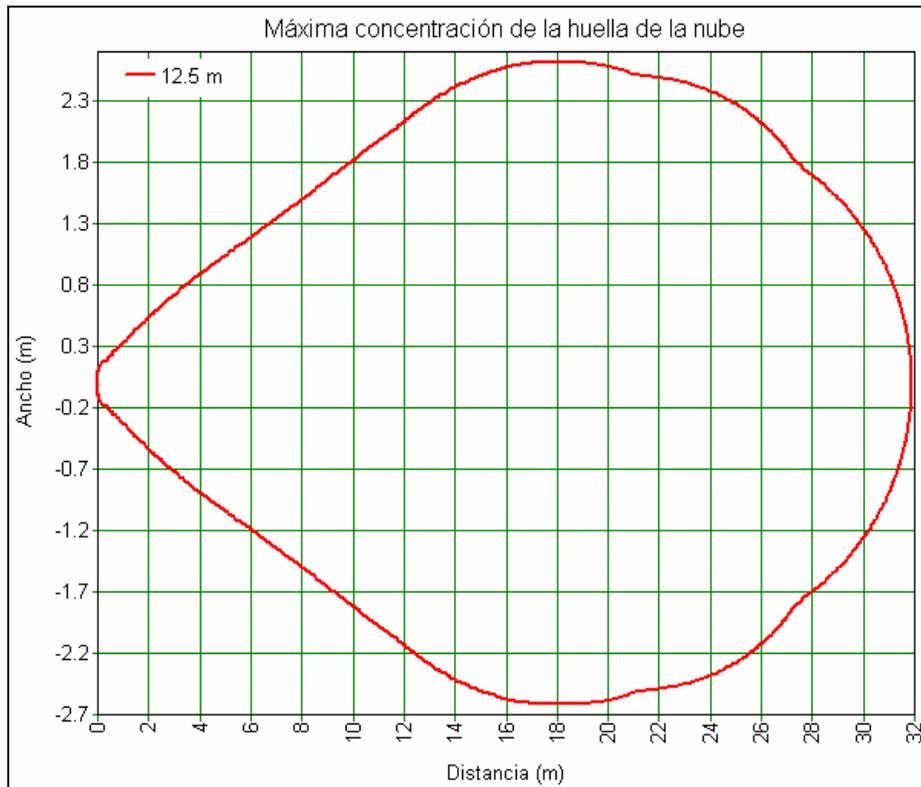


Figura 5.79

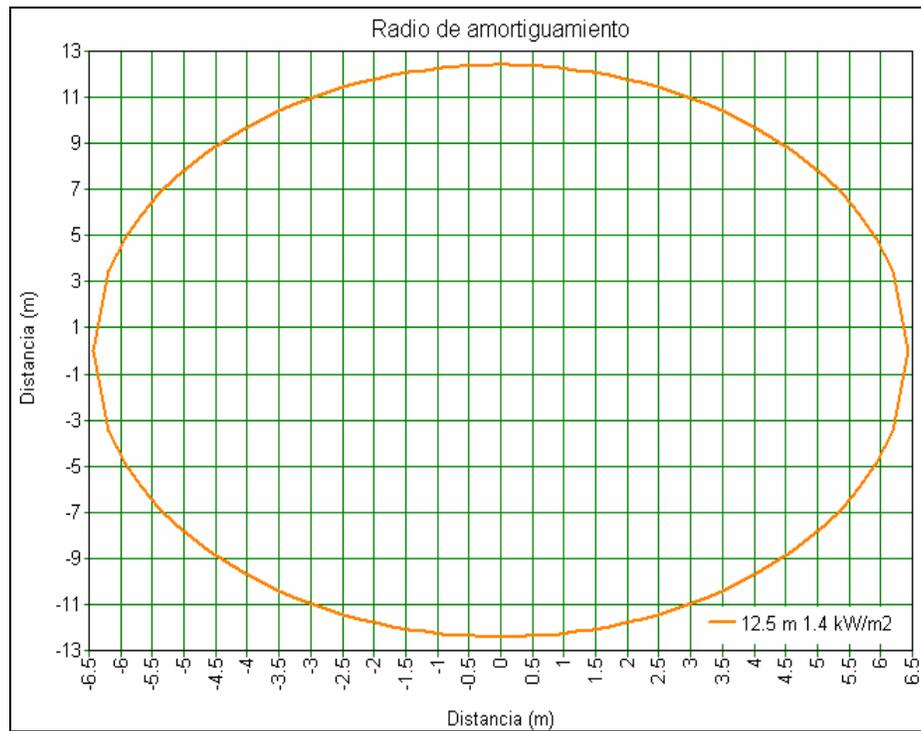


Figura 5.80

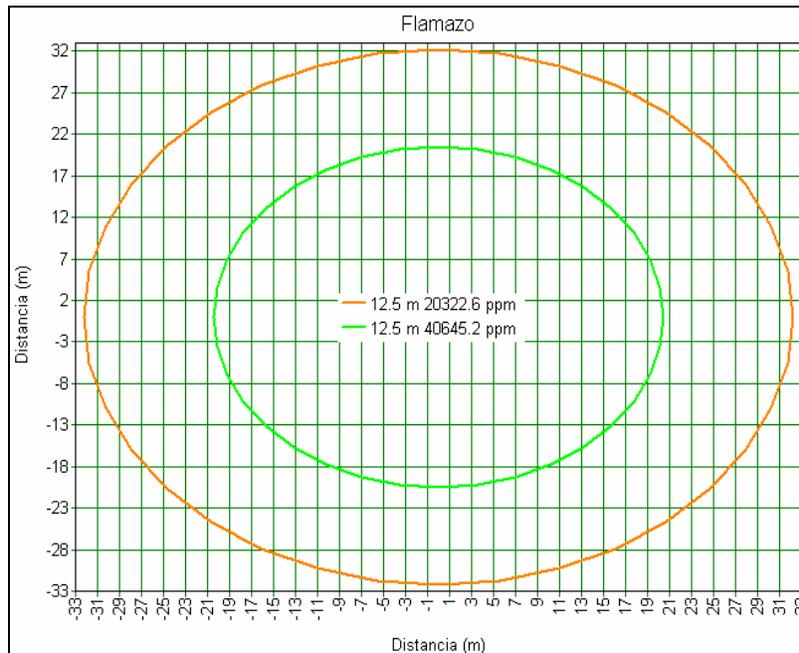


Figura 5.81

Caso 5

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en las tablas 5.38. La tubería de distribución puede presentar una perforación debido a diversos factores, tales como: golpe con una excavadora, corrosión, etc.

Tabla 5.38
 Condiciones de operación C5

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	70 kPa (0.7 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Fuga en tubería (Leak)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro del orificio	12.7 mm (1/2")
Material	Acero al carbón
Localización de la fuente de ignición	
	12.5 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	2.2573	1.4830	1.8342
LII	(44000 ppm)	6.3223	7.9816	7.2610
LII Frac	(22000 ppm)	9.6495	13.2146	10.8386

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

		Distancia (m)		
		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	2.4151	2.4151	2.4151
Radiación	5 kW/m ²	2.4151	2.4151	2.4151
Radiación	12.5 kW/m ²	2.4151	2.4151	2.4151

Dispersión de la nube de gas

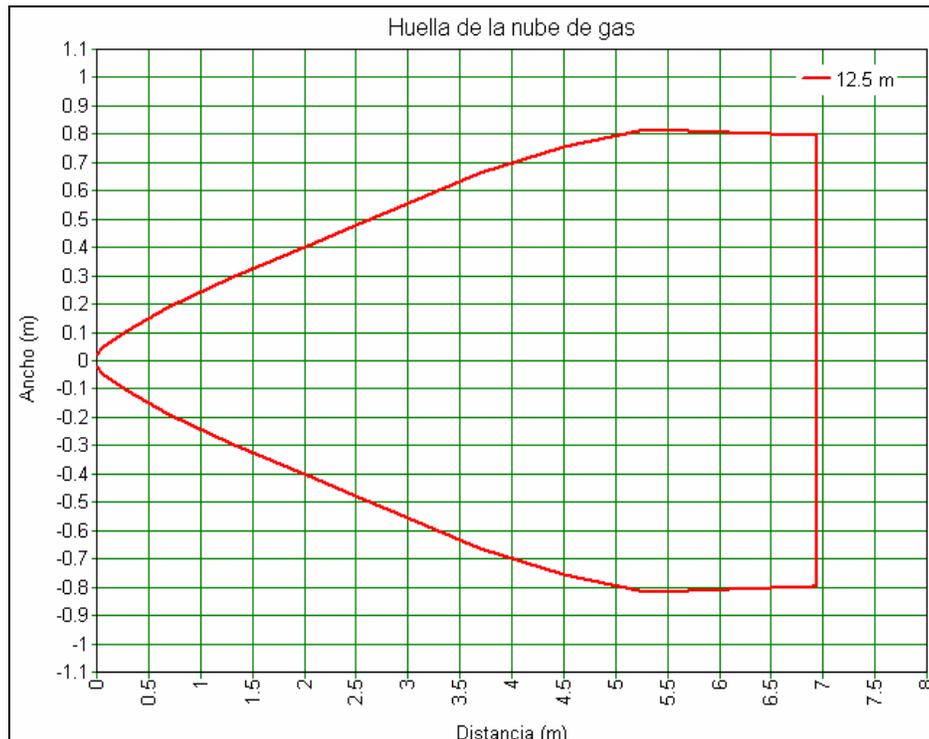


Figura 5.82

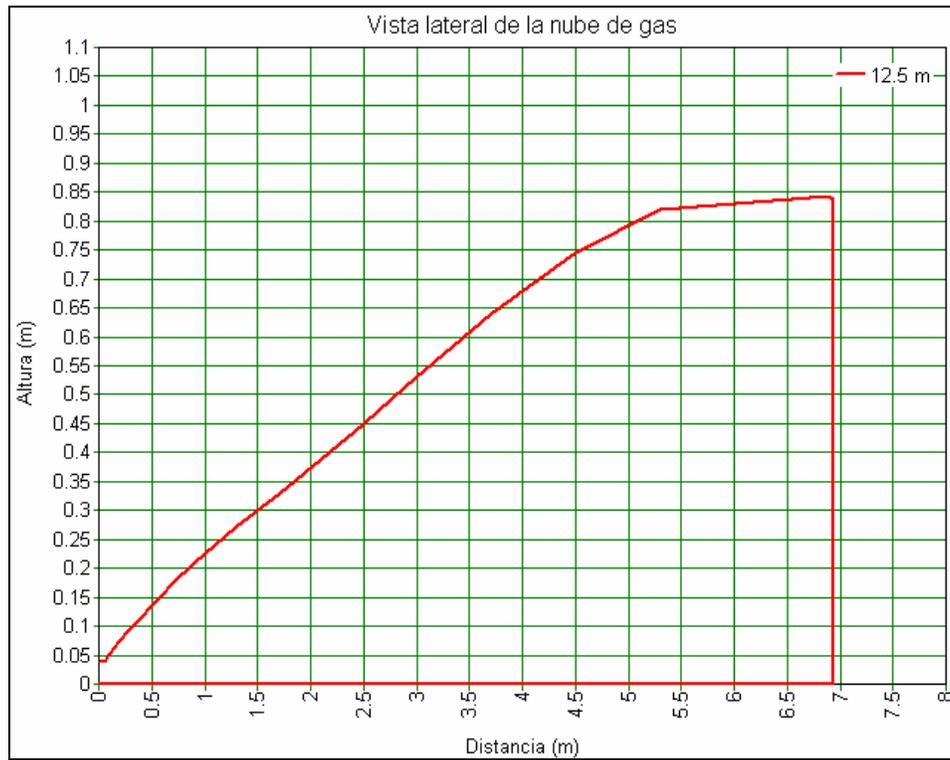


Figura 5.83

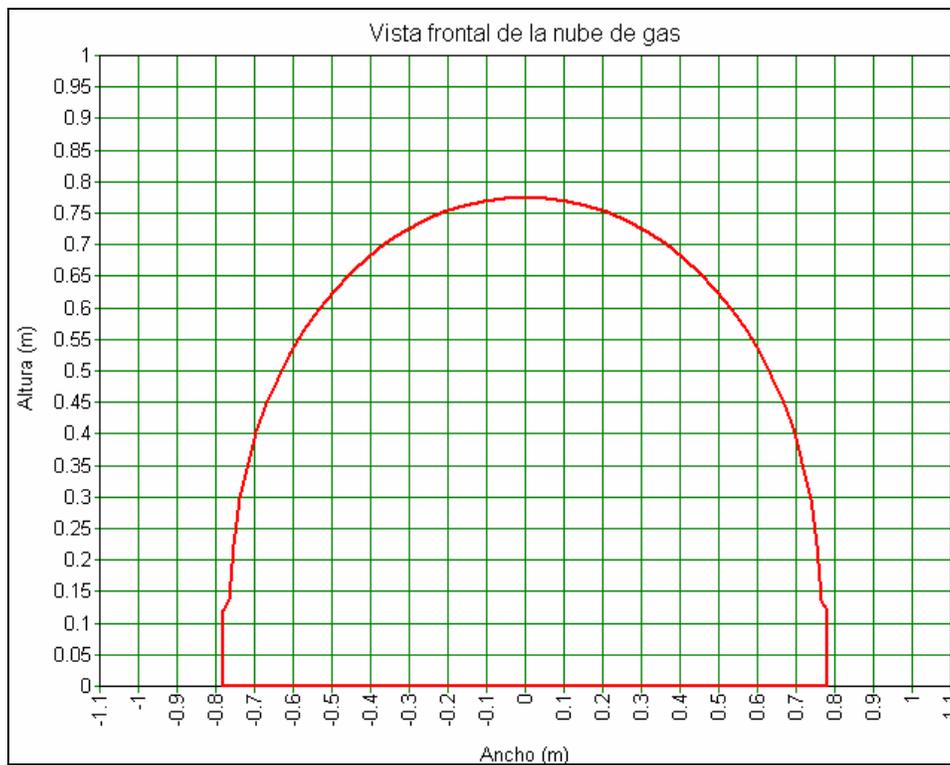


Figura 5.84

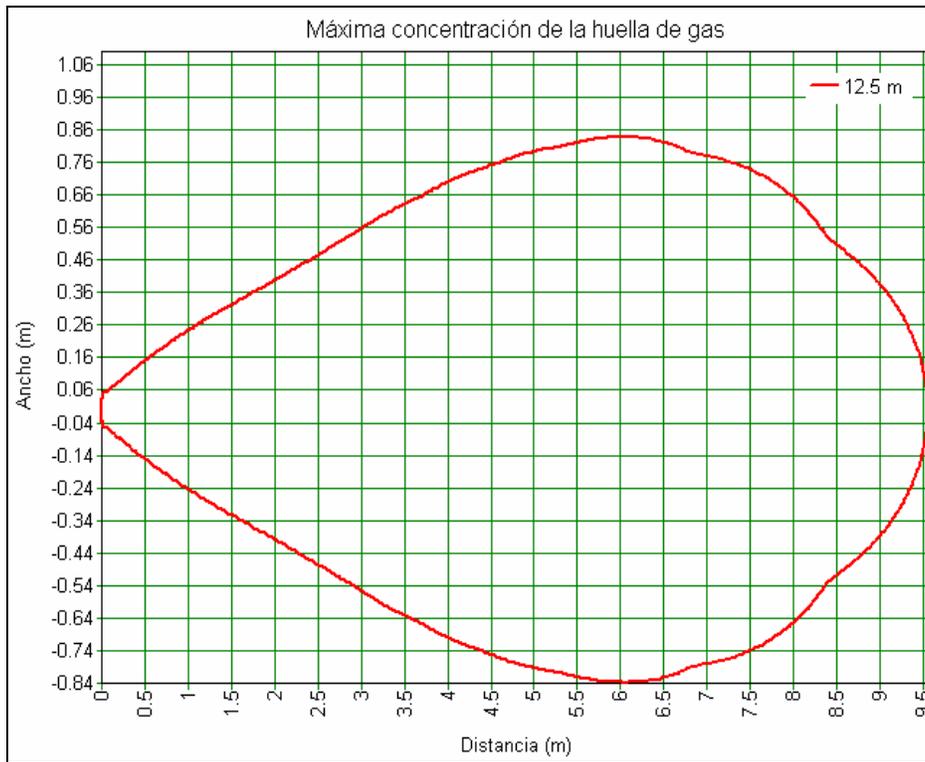


Figura 5.85

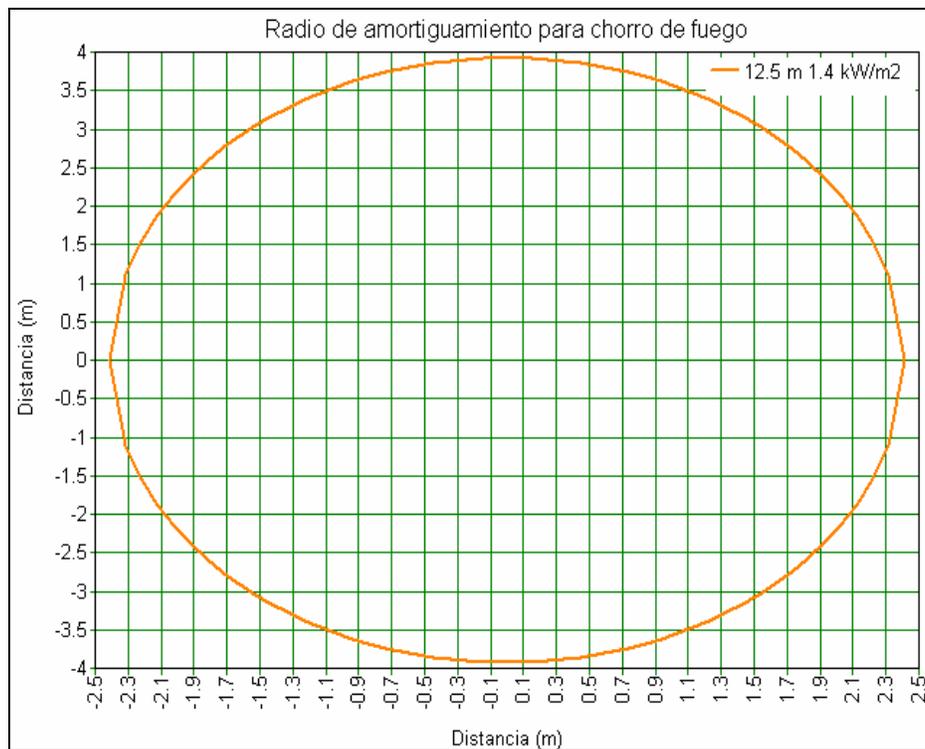


Figura 5.86

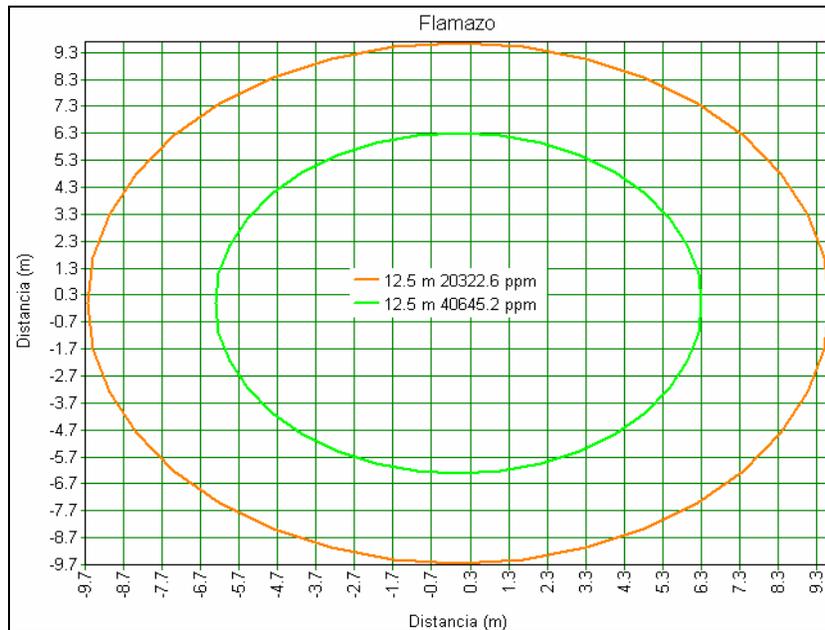


Figura 5.87

Modelación (Ruptura de tubería), “LINE RUPTURE”

Caso 6

El escenario propuesto consiste en una tubería que distribuye gas natural a las condiciones mostradas en las tablas 5.38. El modelo que se utiliza es de ruptura de tubería.

Tabla 5.38
 Condiciones de operación C6

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	200 kPa (2 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Ruptura de tubería (LINE RUPTURE)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro interno	26.64 mm (1" DN)
Material	Acero al carbón
Longitud	1 m
Localización de la fuente de ignición	
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	3.4025	3.3076	3.4509
LII	(44000 ppm)	15.8588	15.2672	20.5522
LII Frac	(22000 ppm)	26.9519	29.2600	54.2667

Concentración (ppm); a Altura (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	0.0084	0.0054	0
LII	(44000 ppm)	0.4601	0.1978	0
LII Frac	(22000 ppm)	1.6563	0.8723	0

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	5.5085	5.5081	5.5081
Radiación	5.0 kW/m ²	4.9699	4.9699	4.9699
Radiación	12.5 kW/m ²	4.9699	4.9699	4.9699

Dispersión de la nube de gas

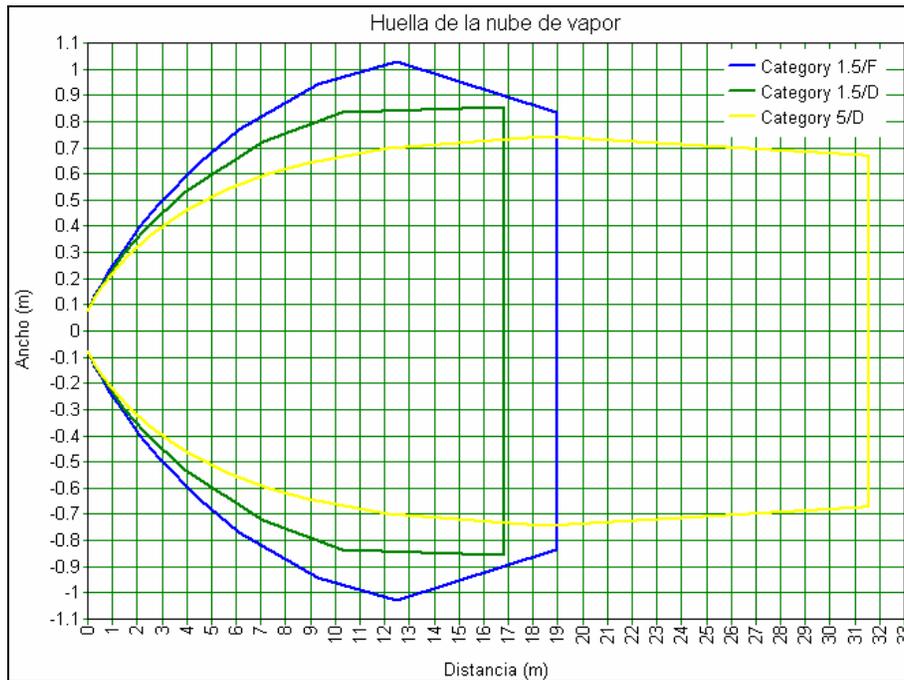


Figura 5.88



Figura 5.89

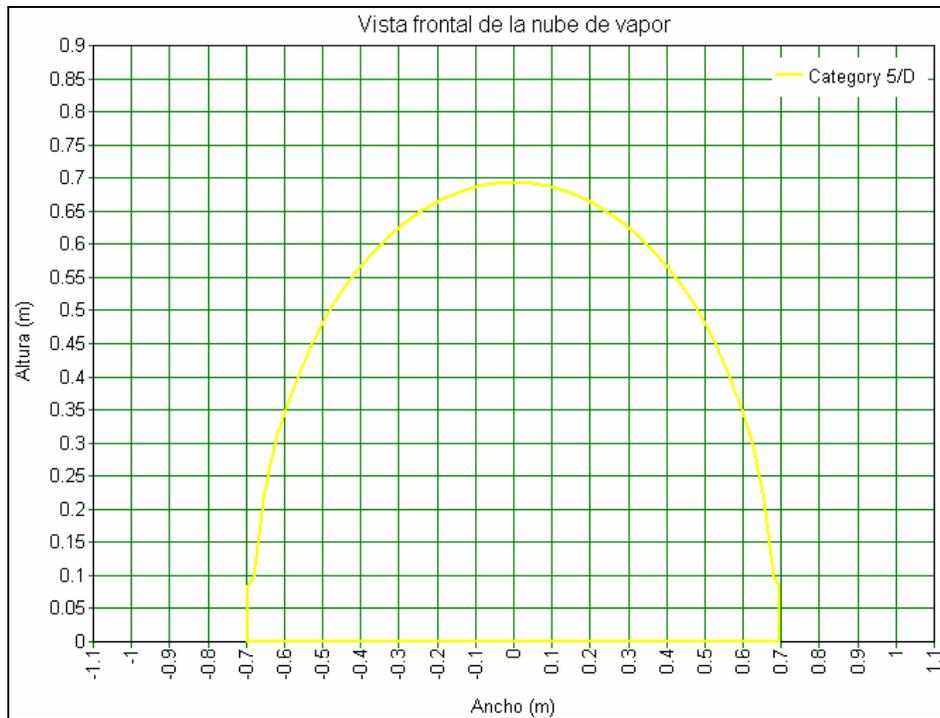


Figura 5.90

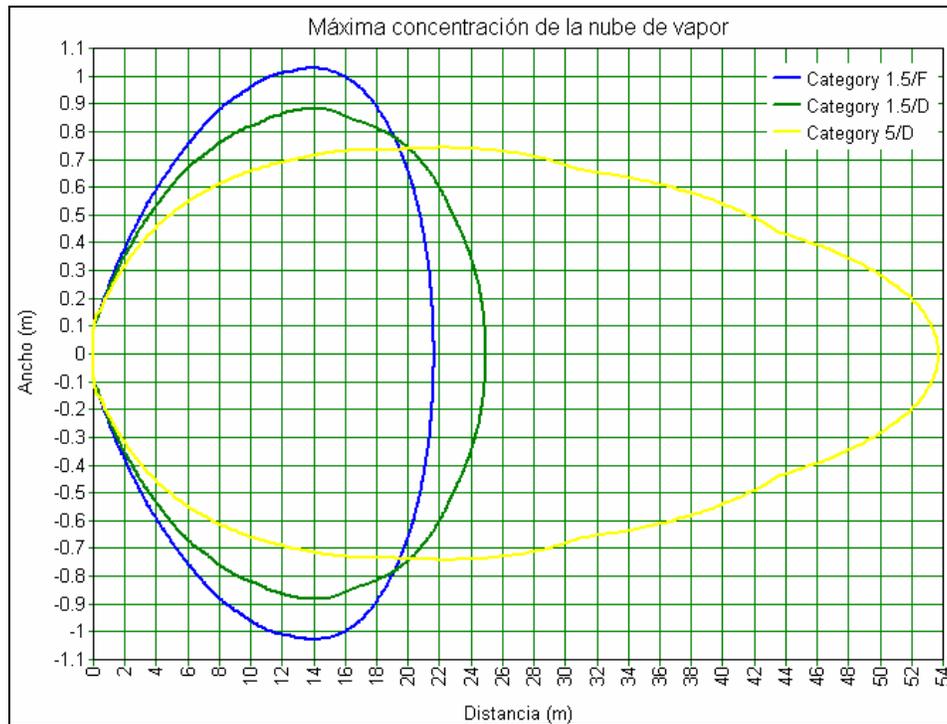


Figura 5.91

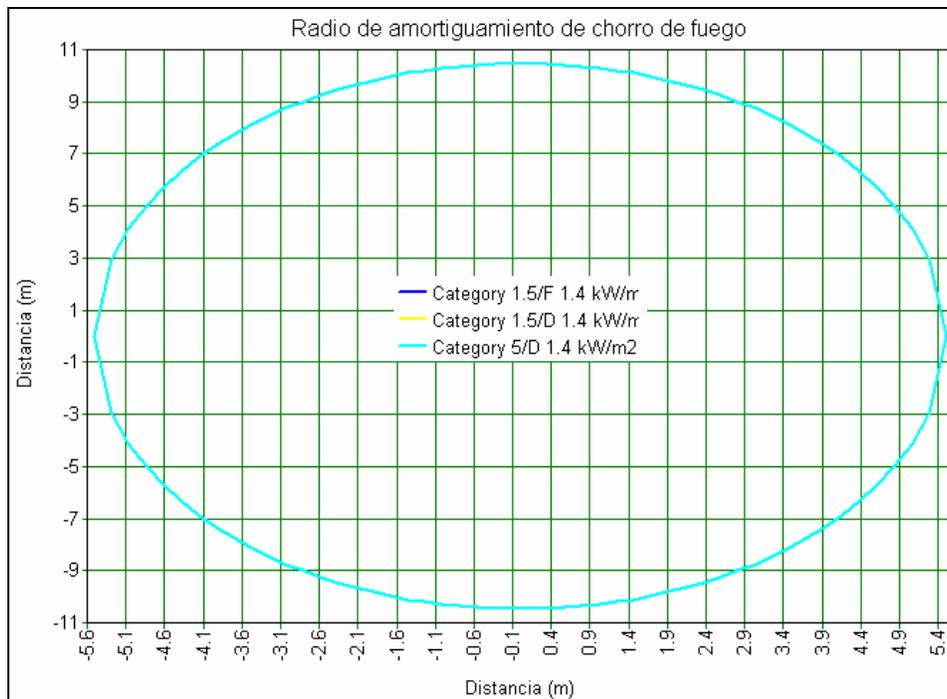


Figura 5.92

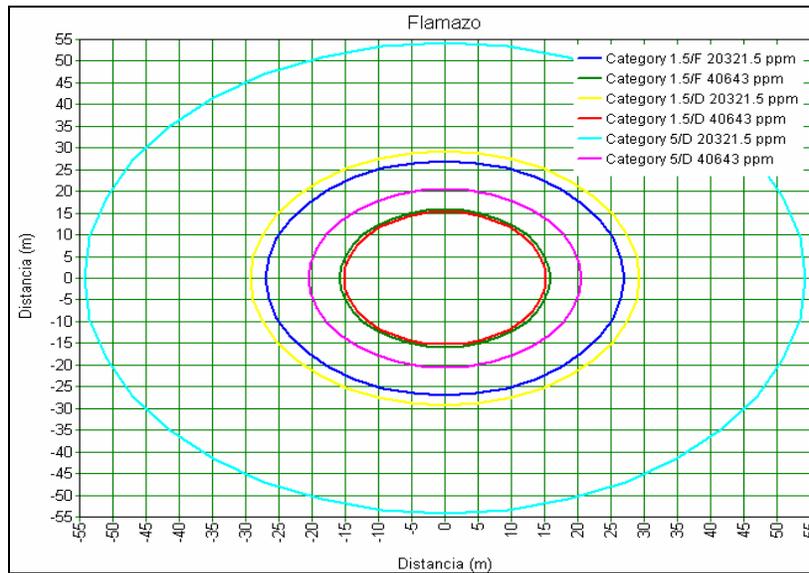


Figura 5.93

La figura 5.93 es una representación gráfica de las áreas de riesgo y amortiguamiento en el caso de existir una ruptura de la tubería. Por ejemplo, para las peores condiciones meteorológicas (estabilidad F y velocidad del viento 1.5 m/s) el radio de peligro se encuentra entre los 25 y 15 m de la fuente de liberación, cualquier persona que se localice dentro de esta área sufrirá la muerte por quemadura. A partir de los 25 m la radiación disminuye considerablemente con la distancia y esta condición permite a los equipos de rescate aproximarse para poder atacar el incendio/fuga.

Caso 7

En la tabla 5.40 se muestran las condiciones para la simulación

Tabla 5.40
 Condiciones de operación C7

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	200 kPa (2 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Ruptura de tubería (Line Rupture)
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro interno	52.5 mm (2" DN)
Material	Acero al carbón
Longitud	100 m
Localización de la fuente de ignición	10 m
Tipo de superficie	Concreto
Modelo de fuego	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario. Además se realizaron simulaciones para diferentes diámetros interiores (102.3, 154.1, 202.7, 254.5, 304.8, 381 y 574.6 mm) para analizar las consecuencias con diámetros mayores.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	5.2588	5.4788	7.5368
LII	(44000 ppm)	12.4786	13.2180	33.5447
LII Frac	(22000 ppm)	16.4268	18.0892	56.9538

Concentración (ppm); a Altura (m)

Categoría 1.5/F Categoría 1.5/D

LSI	(165000 ppm)	0.2410	0.1852
LII	(44000 ppm)	2.2631	1.2446
LII Frac	(22000 ppm)	3.8380	2.2088

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	6.1649	6.1649	6.1649
Radiación	5.0 kW/m ²	5.0317	5.0317	5.0317
Radiación	12.5 kW/m ²	5.0317	5.0317	5.0317

Dispersión de la nube de gas

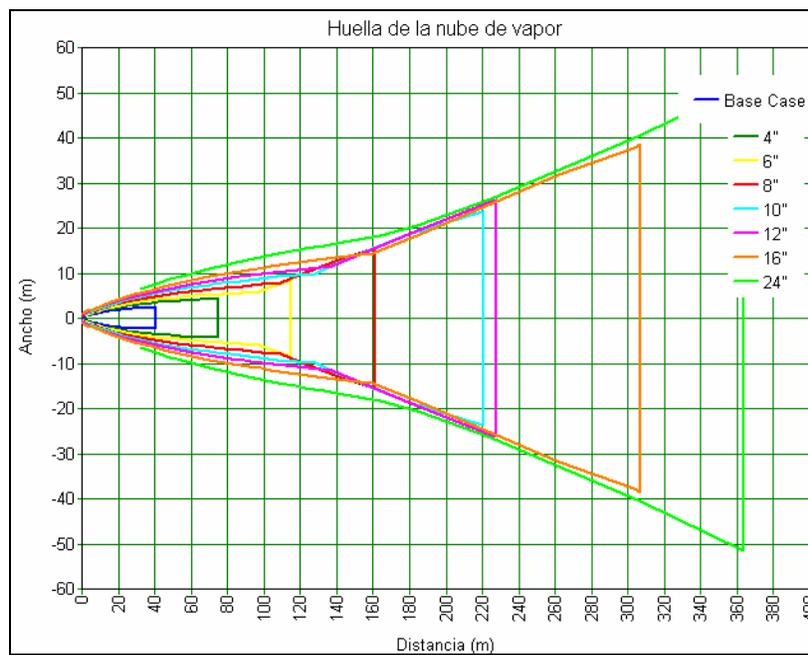


Figura 5.94

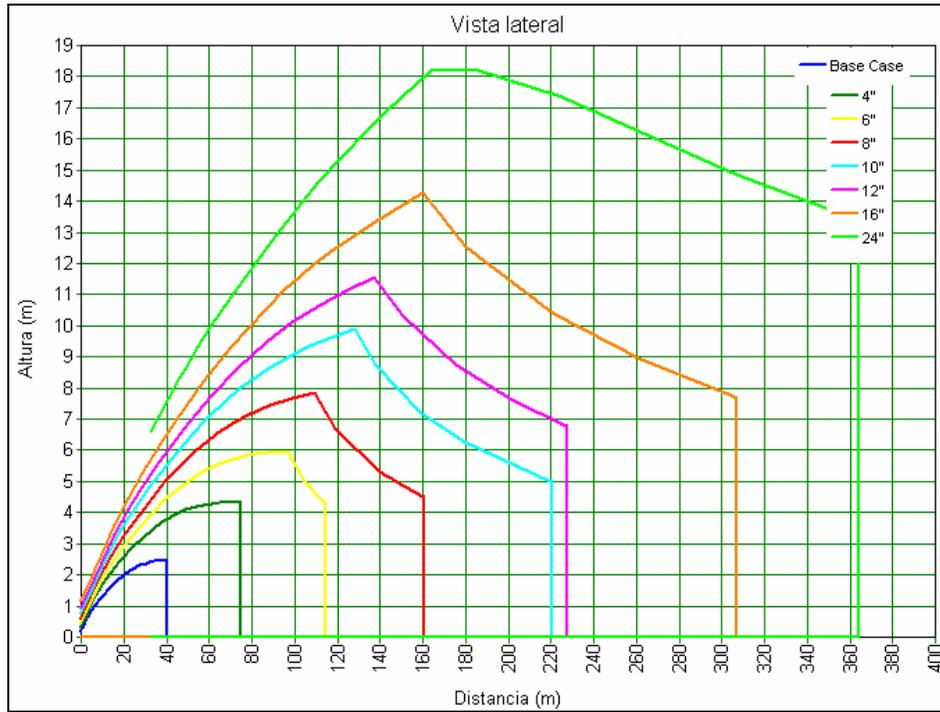


Figura 5.95

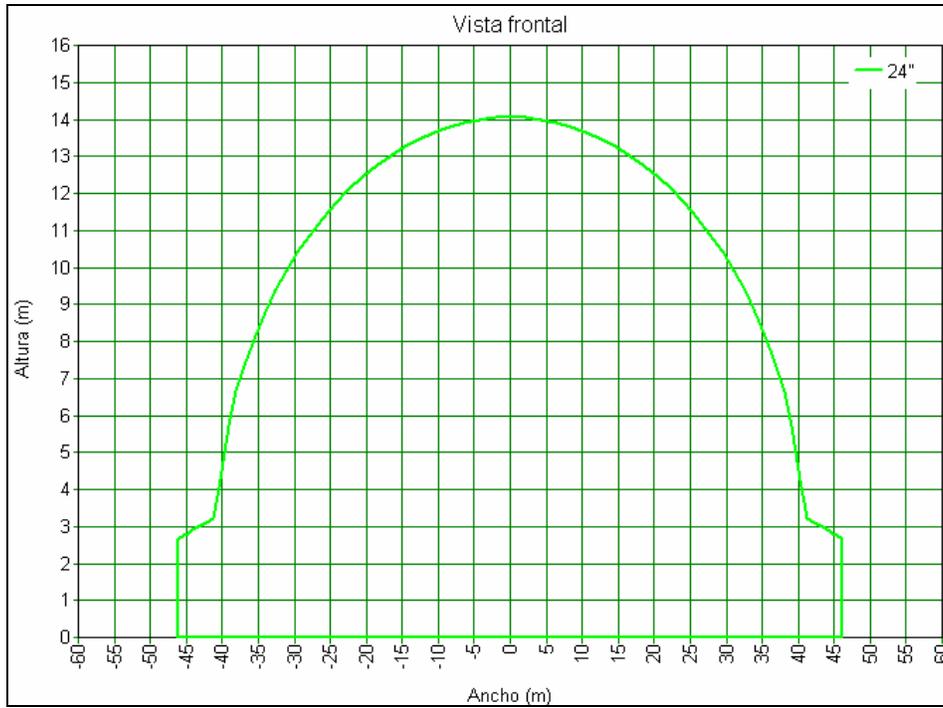


Figura 5.96

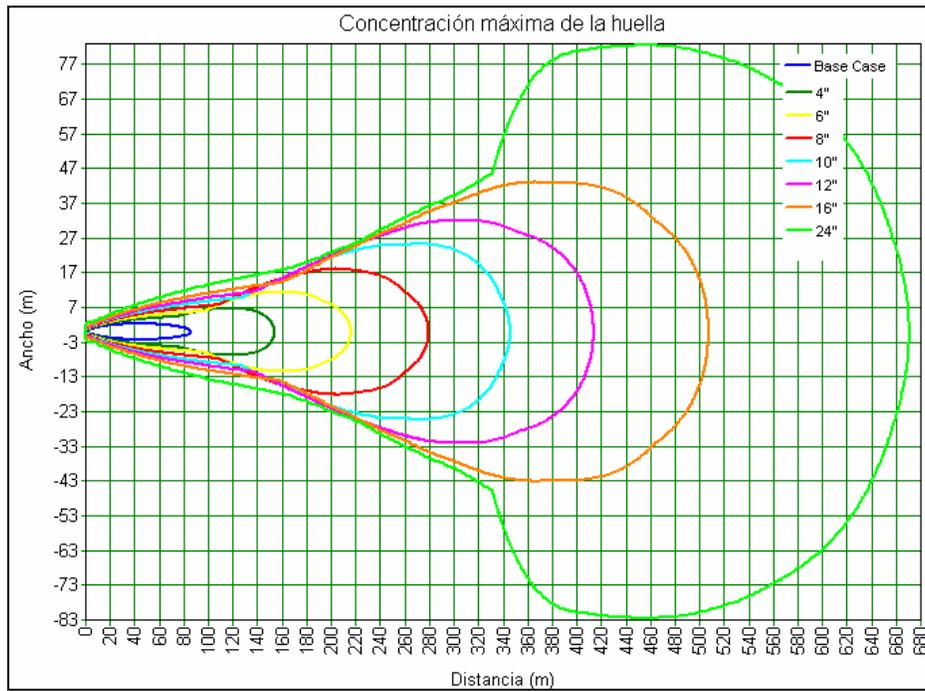


Figura 5.97

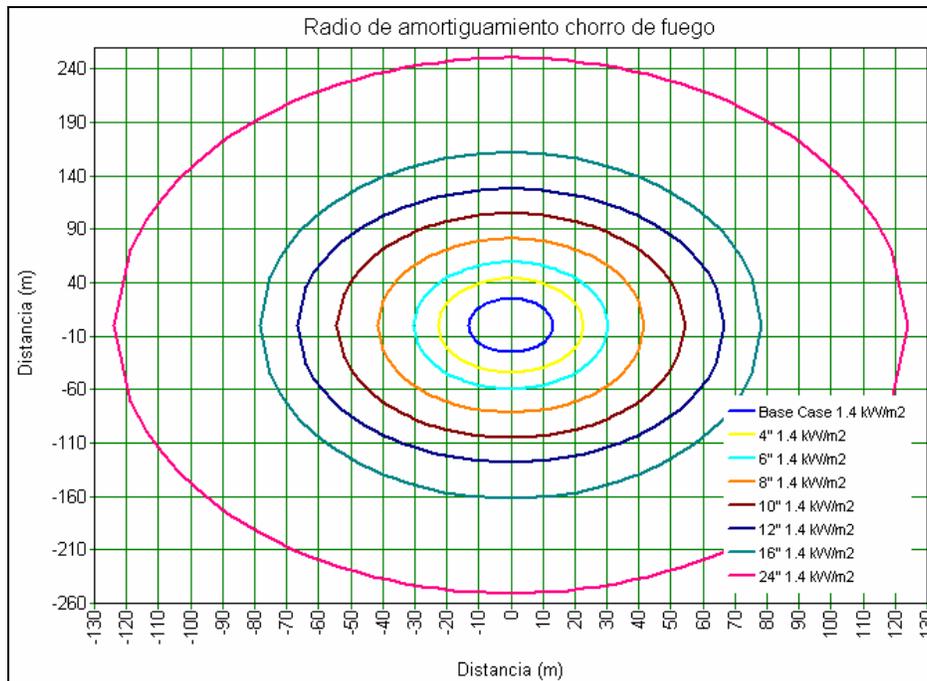


Figura 5.98

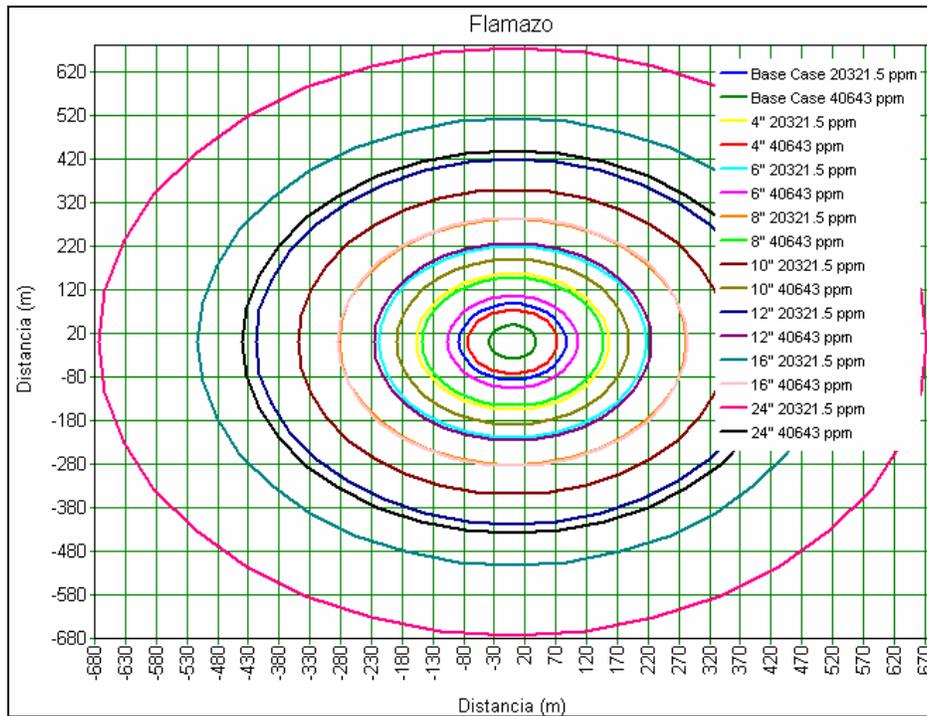


Figura 5.99

Caso 8

En la tabla 5.40 se muestran las condiciones de operación para la modelación del escenario.

Tabla 5.40
 Condiciones de operación, material C8

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	400 kPa (4 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Ruptura de tubería
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro interno	102.3 mm (4" DN)
Material	Acero al carbón
Longitud	100 m
Localización de la fuente de ignición	
	10 m
Tipo de superficie	Área Urbana
Modelo de fuego	
	Chorro de fuego API

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	11.6959	11.5243	13.1835
LII	(44000 ppm)	33.8679	35.7401	74.8126
LII Frac	(22000 ppm)	47.1162	50.4529	146.093

Concentración (ppm); a Altura (m)

Categoría 1.5/F Categoría 1.5/D

LSI	(165000 ppm)	0.2945	0.1934
LII	(44000 ppm)	4.1000	2.6439
LII Frac	(22000 ppm)	7.8880	5.3631

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	15.6505	15.6505	15.6505
Radiación	5.0 kW/m ²	12.4008	12.4008	12.4008
Radiación	12.5 kW/m ²	11.6972	11.6972	11.6972

Dispersión de la nube de gas

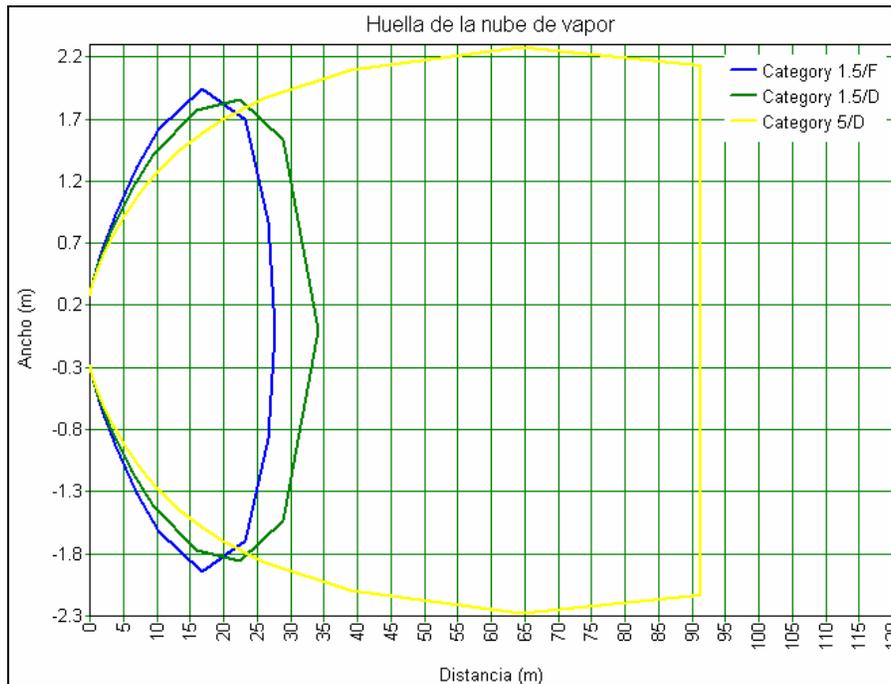


Figura 5.100

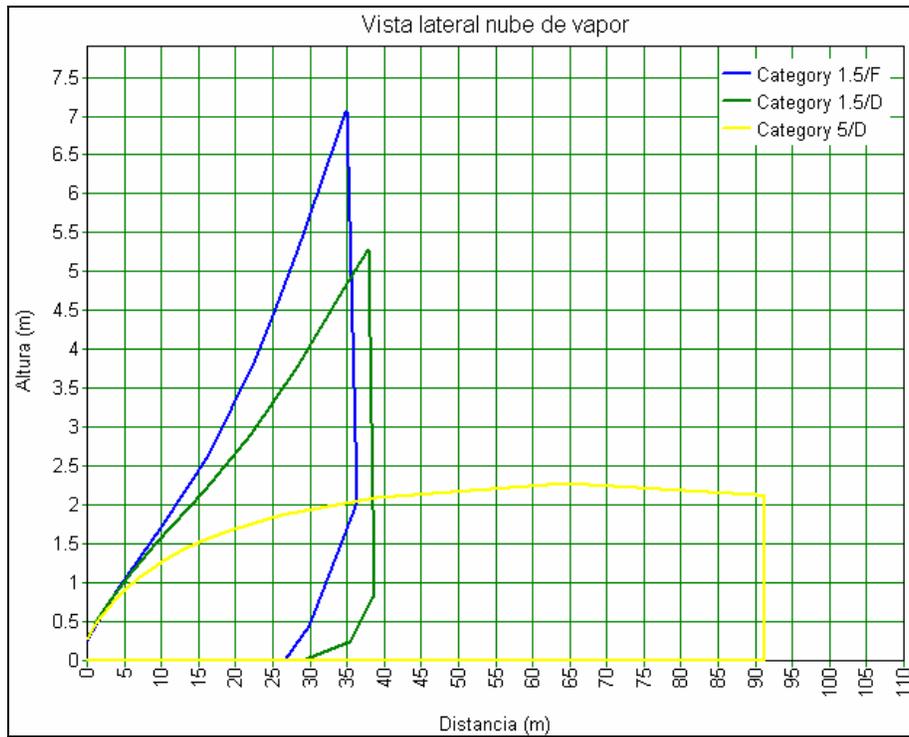


Figura 5.101

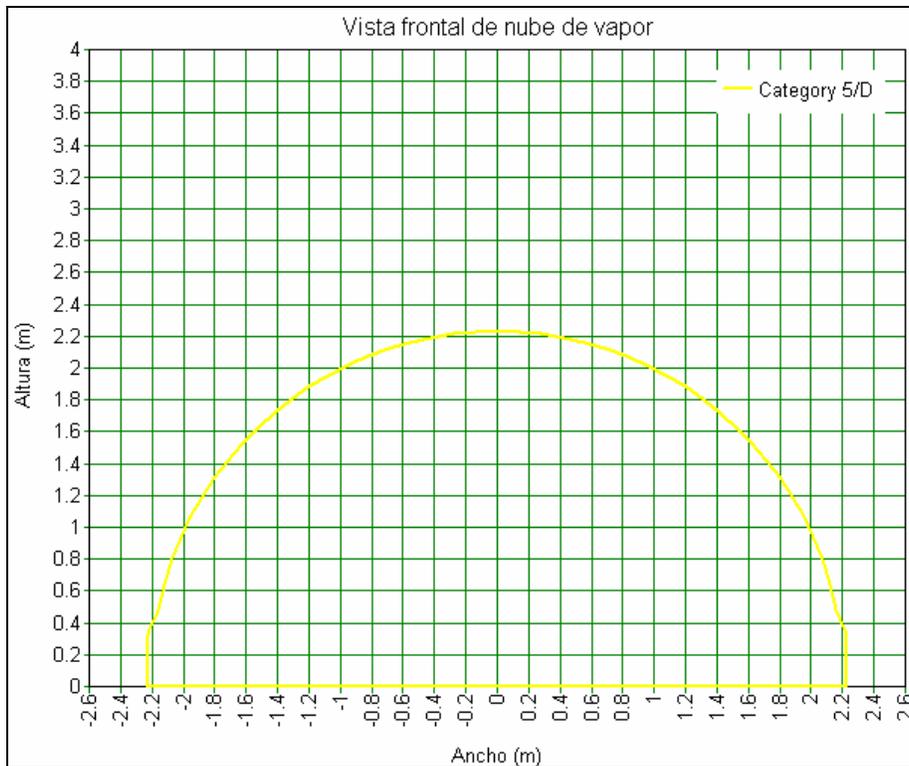


Figura 5.102

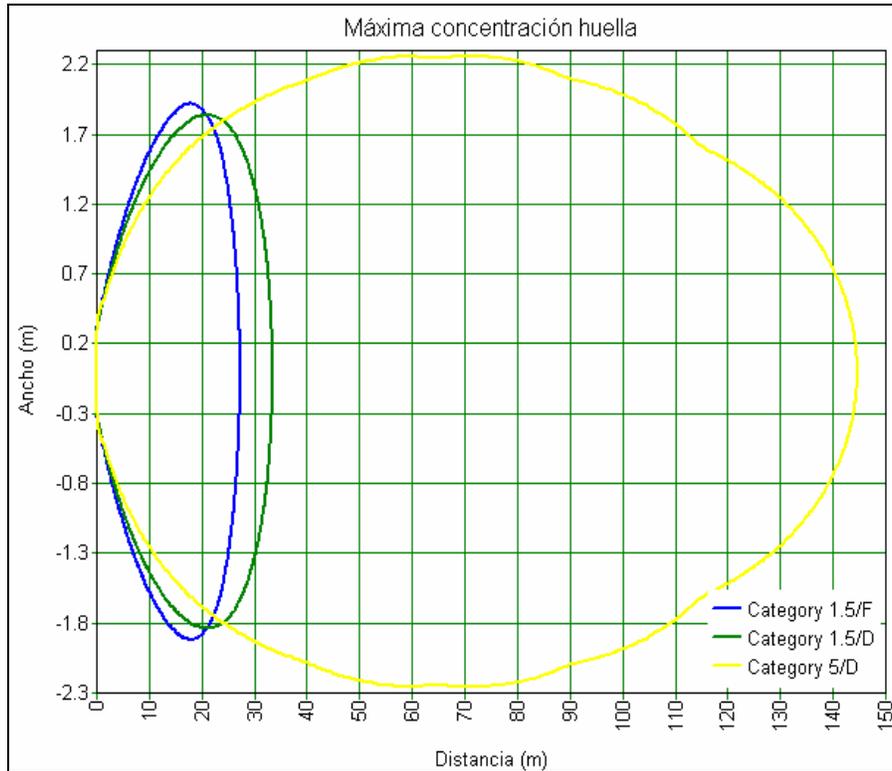


Figura 5.103

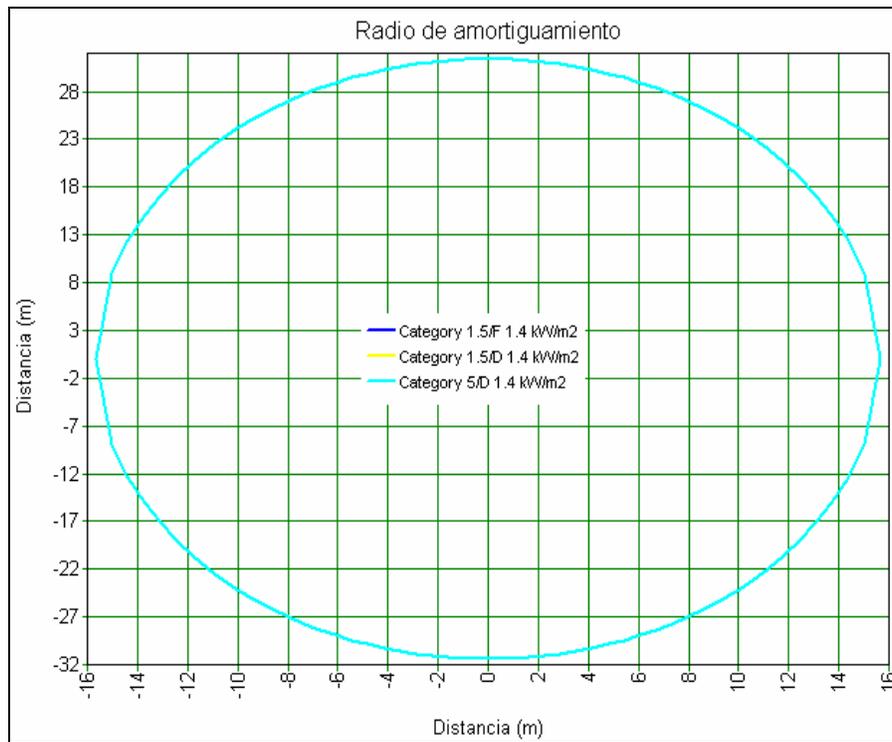


Figura 5.104

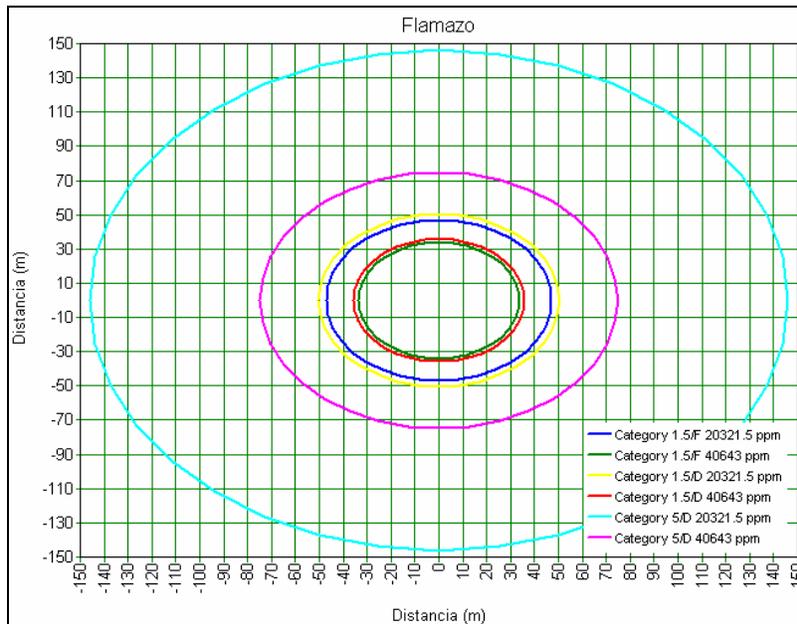


Figura 5.105

Caso 9

En la tabla 5.42 se muestran las condiciones de operación para la modelación del escenario.

Tabla 5.42
 Condiciones de operación C9

Material	
Sustancia	Gas natural
Tipo de recipiente	Gas presurizado
Presión	400 kPa (4 bar)
Temperatura	16.5 °C
Inventario de material a descargar	10,350 kg
Escenario	
Tipo de evento	Ruptura de tubería
Fase	Gas
Tubería	
Diámetro interno	40 mm
Material	Polietileno AD (0.0015 mm)
Longitud	100 m
Localización de la fuente de ignición	
Tipo de superficie	Área Urbana
Modelo de fuego	
Chorro de fuego API	

Además se realizaron simulaciones para diferentes diámetros interiores (63, 90, 110, 160 y 200 mm) para analizar las consecuencias con diámetros mayores.

Resultados

A continuación se muestran los resultados de las modelaciones realizadas utilizando el paquete de Análisis de Consecuencias PHAST para este escenario.

Distancias de concentración

Concentración (ppm); a una altura de 0 metros
 Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
LSI	(165000 ppm)	4.4578	4.3720	5.0577
LII	(44000 ppm)	15.9113	16.8471	30.5217
LII Frac	(22000 ppm)	22.0374	24.6899	63.6378

Concentración (ppm); a Altura (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D
LSI	(165000 ppm)	0.0412	0.0271
LII	(44000 ppm)	1.3806	0.7755
LII Frac	(22000 ppm)	2.9523	1.7728

Efectos de la radiación: Chorro de fuego (jet fire)

Distancia (m)

		Categoría 1.5/F	Categoría 1.5/D	Categoría 5/D
Radiación	1.4 kW/m ²	6.2867	6.2867	6.2867
Radiación	5.0 kW/m ²	5.3520	5.3520	5.3520
Radiación	12.5 kW/m ²	5.3520	5.3520	5.3520

Dispersión de la nube

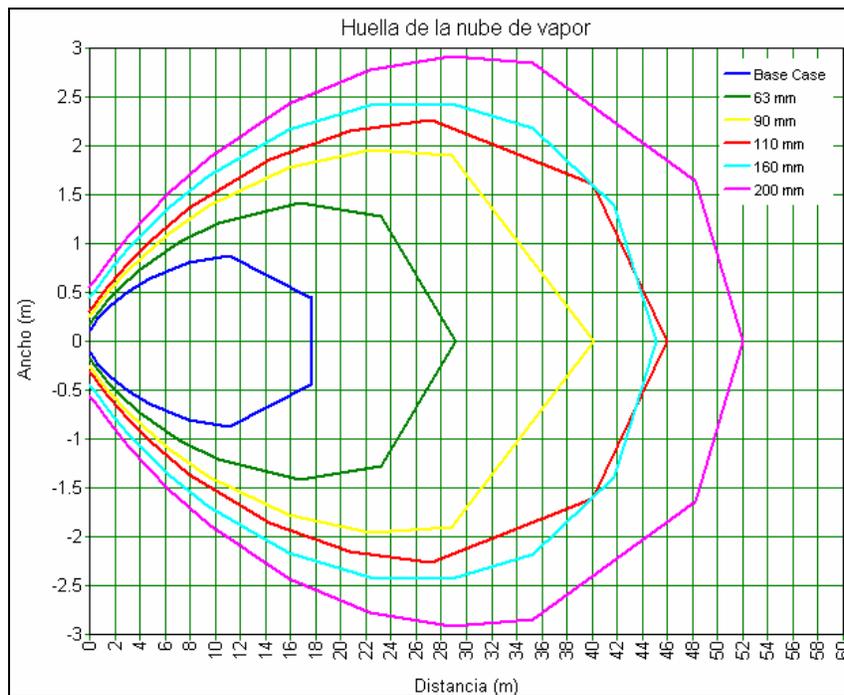


Figura 5.106

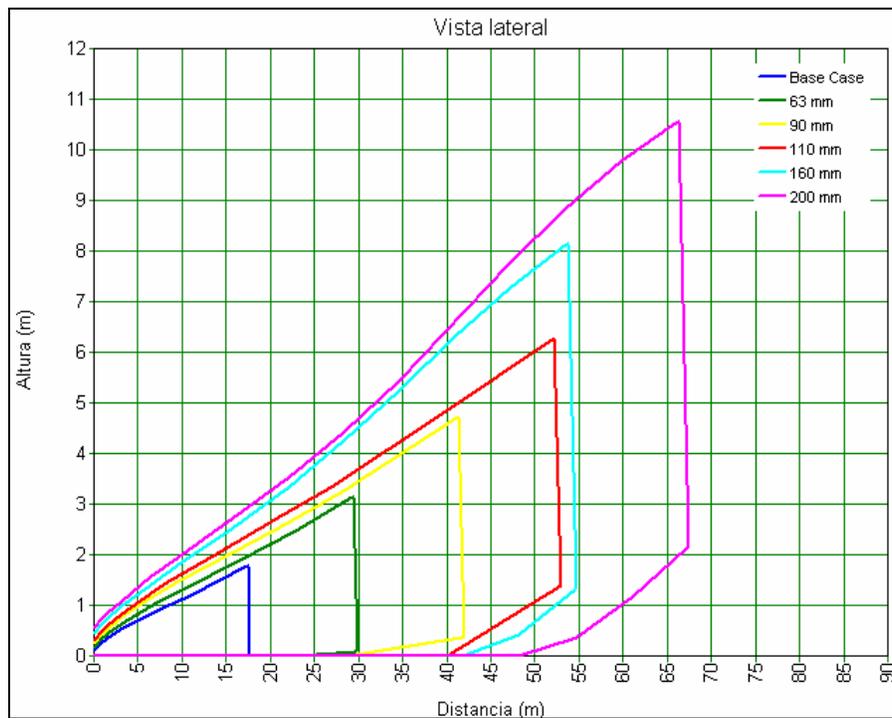


Figura 5.107

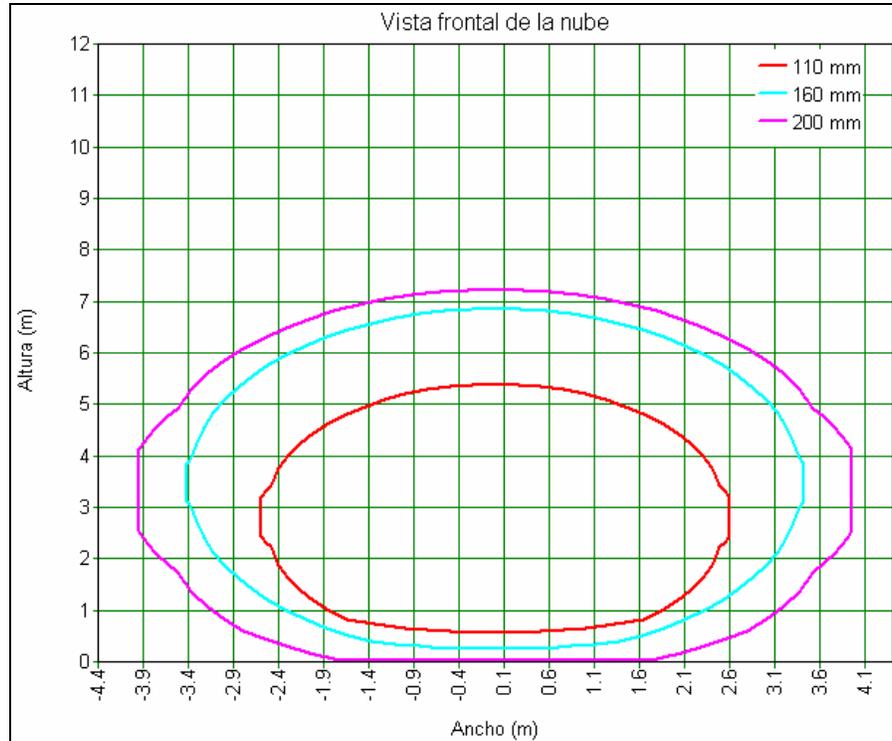


Figura 5.108

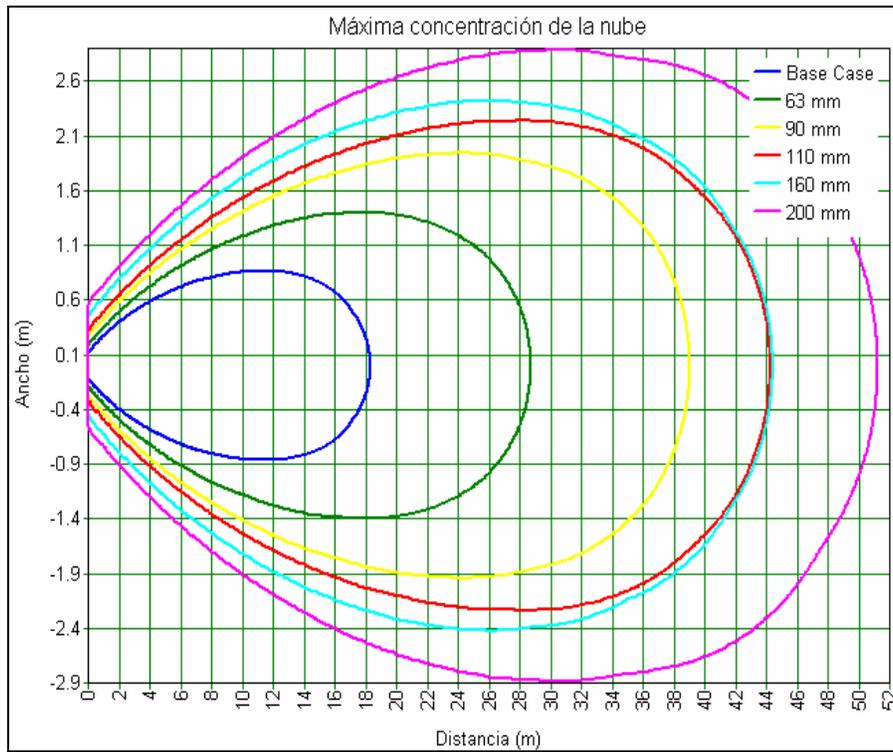


Figura 5.109

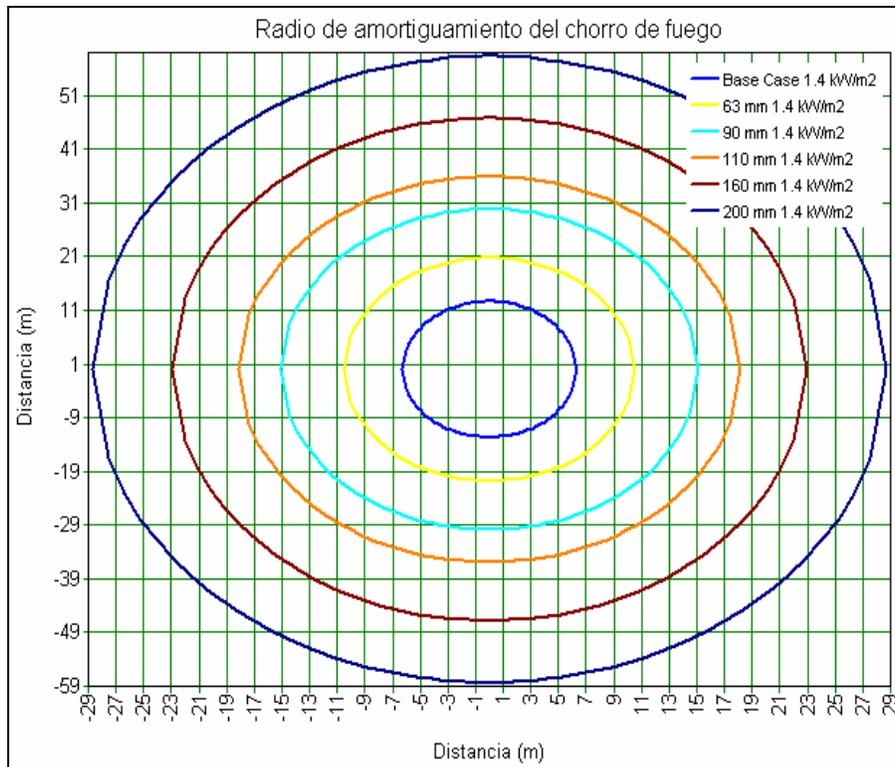


Figura 5.110

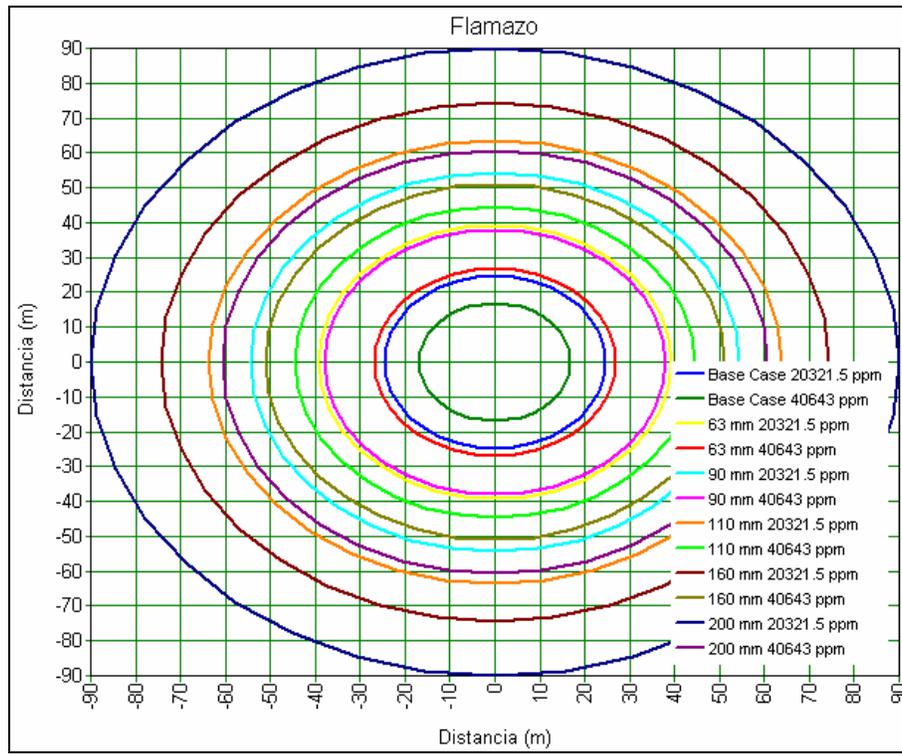


Figura 5.111

En la tabla 5.43 se muestra el resumen de los resultados de los casos simulados para la distribución de gas natural.

Tabla 5.43
 Resumen de resultados, escenario distribución

Escenario	Fuga por tubería				Flamazo (m)		Chorro de fuego (m)	
	Modelo	Inventario	Presión	Diámetro orificio	LII	½ LII	5.0 kW	1.4 kW
C1	Fuga	10,350 kg	200 kPa	12.7 mm	11.2706	19.5646	2.9754	2.9754
C2	Fuga	10,350 kg	400 kPa	12.7 mm	14.5031	24.5407	3.5617	3.7089
C3	Fuga	10,350 kg	700 kPa	19.05 mm	25.4844	43.1242	5.7086	6.4436
C4	Fuga	10,350 kg	1900 kPa	25.4 mm	54.5067	94.2272	10.4994	12.6667
C5	Fuga	10,350 kg	70 kPa	12.7 mm	7.9816	13.2146	2.4151	2.4151
Escenario	Ruptura de tubería				Flamazo (m)		Chorro de fuego (m)	
	Modelo	Presión	Longitud	Diámetro Tubería	LII	½ LII	5.0 kW	1.4 kW
C6	Ruptura	200 kPa	1 m	26.64 mm	15.2672	29.2600	4.9699	5.5081
C7	Ruptura	200 kPa	100 m	52.5 mm	33.5447	56.9538	5.0317	6.1649
C8	Ruptura	400 kPa	100 m	102.3 mm	74.8126	146.093	12.4008	11.6972
C9	Ruptura (PE)	400 kPa	100 m	40 mm	30.5217	63.6378	5.3520	6.2867
	Ruptura (PE)	400 kPa	100 m	110 mm	87.4237	188.351	14.3791	18.1002

De la tabla 5.50 se obtienen las siguientes conclusiones:

1. El escenario más crítico para el escenario de fuga es el caso C4 (Fuga de 1" en una tubería que opera a 19000 kPa), el cual predice que en caso de suceder una ignición inmediata el radio de amortiguamiento del chorro de fuego sería de 12.6 m, y en caso de dispersión de la nube, la zona de inflamabilidad del gas estaría entre los 54 y 94 m. En las figuras 5.73, 5.74, 5.75 se muestra el comportamiento de la nube durante su liberación. Las dimensiones máximas de la nube serían: 5 m de ancho, 2.6 m de altura y distancia de 21 m. La figura 5.78 muestra los radios de los límites superior e inferior de inflamabilidad de la nube (20 m y 31 m respectivamente) en caso de existir una fuente de ignición a 12.5 m.
2. El escenario más crítico para el escenario de ruptura de la tubería, es el caso C8 (Ruptura de 100 m de tubería de 102.3 mm de diámetro interno (4" DN)), que predice un radio de amortiguamiento para el chorro de fuego de 11.7 m y una zona de inflamabilidad de la nube (74 m a 146 m). En las figuras 5.97 y 5.98 se muestran las dimensiones de la nube de vapor tomando en cuenta el límite inferior de inflamabilidad: 4 m de ancho, 7 m de alto y 35 m de largo. Estas dimensiones aplican a una estabilidad atmosférica estable (1.5 F/1.5D). Sin embargo, si se incrementa la velocidad del viento hasta 5 m/s el alcance de la nube llegaría hasta 90 m (alcance triple), y la altura se reduciría hasta los 2 m. En la figura 5.102 se observa que los radios de los límites superior e inferior de inflamabilidad se localizarían entre los 50 y 30 m.
3. La distribución de gas natural es una actividad peligrosa que debe tomar en cuenta las medidas de seguridad necesarias para reducir el riesgo al que se expone la población, ya que tanto la fuga de 1" en una tubería a 19000 kPa como es el caso de las conexiones del anillo del sistema y la ruptura de una tubería de 4" por algún trabajo de excavación podrían ocasionar un grave accidente a la población y el ambiente.

CAPITULO VI

PROPUESTAS DE MEDIDAS DE SEGURIDAD DEL MANEJO DEL GAS NATURAL

6.1 Almacenamiento

En una terminal de regasificación de gas licuado, la seguridad se compone de una serie de niveles que interactúan en forma secuencial/simultánea con el fin de prevenir, controlar y mitigar los riesgos asociados a las actividades del proceso.

Estos niveles son:

- I. Diseño del proceso
- II. Controles básicos, alarmas y supervisión operativa
- III. Alarmas críticas, supervisión operativa e intervención manual
- IV. Actuación automática de sistema integral de seguridad (SIS) y paros de emergencia (ESD, Emergency Shutt-down Dispositives)
- V. Protección física (sistemas de relevo)
- VI. Protección física (diques)
- VII. Planes de respuesta a emergencias
- VIII. Planes externos de respuesta a emergencias (Programa Prevención de Accidentes)

De los resultados obtenidos de las simulaciones e información obtenida, se proponen las siguientes recomendaciones de seguridad para el manejo seguro de GNL en una instalación de almacenamiento:

I. Diseño del proceso

El diseño de la instalación se debe basar en todas las especificaciones técnicas, estándares y prácticas internacionales y regulaciones locales que maximicen la seguridad y minimicen el impacto ambiental. La selección del proceso debe tener como directrices: mínima cantidad de material almacenado, bajas presiones y temperatura de operación cercana al ambiente.

II. Controles básicos, alarmas y supervisión operativa

Durante las operaciones normales de descarga del buquetanque se deben de controlar el nivel de llenado del tanque, la presión de la descarga de las bombas, temperatura de operación. Todas estas variables deben estar controladas por un sistema integral de seguridad, de tal forma que al registrarse un valor fuera del rango normal de operación segura, ejecute el paro automático de todas las operaciones. Además, siempre se deben monitorear por el personal operativo, y en caso de presentarse cualquier desviación, el personal debe contar con instrucciones operativas y procedimientos de respuesta eficientes.

III. Alarmas críticas y sistemas de detección

Uno de los factores que más influyen en la respuesta a una emergencia es la rápida detección de una anomalía, en este caso es crucial el contar con un sistema que detecte e informe de manera oportuna y confiable sobre la presencia de gas en las instalaciones, las alarmas pueden ser del tipo: visual, auditiva, señales ópticas, etc.

Tomando en cuenta los sistemas de detección y aislamiento propuestos por el API 581 para el caso del peor escenario propuesto se obtiene la clasificación siguiente. Las simulaciones se realizaron tomando en cuenta una ruptura de una tubería de 16" por 10 minutos, por lo tanto, para estas condiciones se seleccionaron las clasificaciones (A, A) o (A, B). En la tabla 6.1 se muestra la guía para seleccionar los sistemas de detección y aislamiento, y en la tabla 6.2 la duración de las liberaciones basadas en los sistemas de detección y almacenamiento.

Tabla 6.1
 Guía para seleccionar los sistemas de detección y aislamiento

Tipo de sistema de detección	Clasificación de la detección
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdidas de material a través de los cambios en las condiciones de operación en el sistema (pérdida de presión o flujo)	A
Detectores instalados apropiadamente para determinar cuando el material se encuentra presente fuera del sistema de contención	B
Detección visual, cámaras o detectores	C
Tipo de sistema de aislamiento	Clasificación del aislamiento
Sistemas de aislamiento o cierre activados automáticamente por un sistema instrumentado de detección, no requiere intervención del operario	A
Sistemas de aislamiento o cierre activados por el operador del cuarto de control o de otro sitio remoto a la fuga	B
Aislamiento dependiente de válvulas manualmente operada	C

Tabla 6.2
 Duración de liberaciones basadas en sistemas de detección y aislamiento

Sistema detección	Sistema aislamiento	Duración de la fuga
A	A	20 min para abertura 6.35 mm (¼") 10 min para abertura 25.4 mm (1") 5 min para abertura 101.6 mm (4")
A	B	30 min para abertura 6.35 mm (¼") 20 min para abertura 25.4 mm (1") 10 min para abertura 101.6 mm (4")
A	C	40 min para abertura 6.35 mm (¼") 30 min para abertura 25.4 mm (1") 20 min para abertura 101.6 mm (4")
B	A o B	40 min para abertura 6.35 mm (¼") 30 min para abertura 25.4 mm (1") 20 min para abertura 101.6 mm (4")

Tabla 6.2
 Duración de liberaciones basadas en sistemas de detección y aislamiento
 (continuación)

Sistema detección	Sistema aislamiento	Duración de la fuga
B	C	1 hr para abertura 6.35 mm (¼ ") 30 min para abertura 25.4 mm (1") 20 min para abertura 101.6 mm (4")
C	A, B o C	1 hr para abertura 6.35 mm (¼ ") 40 min para abertura 25.4 mm (1") 20 min para abertura 101.6 mm (4")

API 581, 2000

A continuación se presentan los sistemas de alarmas y detectores propuestos:

- Alarma por baja presión en la tubería de descarga (ruptura del tubo)
- Alarma por exceso de flujo, indicador de flujo que alarme
- Detectores de mezclas explosivas ubicados en la plataforma de descarga del lado del muelle y en el barco, que detecten y cuantifiquen la presencia de GNL (alarmas al 20 y 60% del Límite Inferior de Inflamabilidad)
- Detectores de fuego por radiación infrarroja, en caso de que ocurra un fuego debido a una fuga pequeña en alguna área peligrosa, zona de descarga de GNL y en los alrededores de los tanques de almacenamiento y buquetanque
- Instalación de cámaras en los puntos críticos, al formarse una nube de GNL se puede visualizar como una gran nube de vapor blanco

IV. Actuación automática del (SIS) y paros de emergencia (ESD)

Al presentarse alguna desviación significativa en los variables operación, sistema de detectores y alarmas, la instalación debe contar con un sistema automático de integridad de seguridad que opere al detectar alguna situación que ponga en riesgo la seguridad del personal, integridad de las instalaciones e impacto ambiental. Este sistema actúa en forma automática para suspender todas las operaciones de la instalación y en forma secuencial llevar la instalación a una condición segura. Adicionalmente, se deben implementar dispositivos de paros de emergencia para permitir al personal un control manual sobre los sistemas de accionamiento. Para este estudio se proponen las siguientes medidas:

- Instalación de una válvula de exceso de flujo que cierre automáticamente al romperse la tubería
- Disparos automáticos (dispositivos que tienen la capacidad de habilitar/inhabilitar elementos de seguridad, como apertura/cierre de válvulas y/o paro de bombas) por baja presión y/o detección de GNL. En este caso se recomienda contar con par de válvulas automáticas de cierre que permitan el cierre automático al detectar una nube explosiva o fuego cerca del muelle de descarga y/o tanques de almacenamiento
- Sistemas automáticos de paro de emergencia de bombas y cierre de válvulas por actuación manual y remota en campo

V. Protección física (sistemas de relevo)

Los sistemas de relevo se deben de diseñar de acuerdo a los estándar API 520 “Dimensionamiento, selección e instalación de válvulas de alivio de presión” y API 521 “Guía de los sistemas de relevo de presión y despresurización. La capacidad de relevo debe de considerar: exposición al fuego, perturbaciones operacionales (fallas en los dispositivos de control, fallas de equipo y errores operacionales), desplazamiento de vapores durante el llenado, vaporización súbita durante el llenado como resultado del llenado o una consecuencia de la mezcla de productos con diferentes composiciones, pérdida de refrigeración, fugas de calor en los sistemas de bombeo y caída de presión barométrica. El dispositivo se debe dimensionar para relevar el flujo determinado para la liberación sencilla más grande o cualquier combinación razonable y probable de flujos de relevo. Además, la mínima capacidad de relevo en kg/h no debe ser menor al 3% del contenido total del tanque en 24 h.

VI. Protección física (diques)

Una de las formas más seguras para la contención de un material peligroso es a través del uso de tanques de doble y triple pared, por ejemplo, la construcción de un tanque dentro de otro tanque, donde el segundo funciona como una barrera de contención ante la fuga del tanque interno.

Para tal efecto, existen al menos tres tipos de sistemas de contención: sencillo, doble pared y de contención total. Para los efectos de este trabajo, desde el punto de vista de seguridad, se recomienda utilizar cualquiera de los últimos dos debido a que la probabilidad de falla disminuye considerablemente. A continuación se hace una breve descripción de los sistemas de contención:

a) Sistemas sencillos de contención

Se requiere un tanque ya sea de pared doble o sencilla diseñado y construido para que el único elemento en contacto con el producto refrigerado alcance los requerimientos de ductibilidad de baja temperatura para el almacenamiento del producto. La pared externa (si existe) de un sistema sencillo de contención de almacenamiento es primordialmente para la retención y protección del aislamiento y para contener el líquido en caso de fuga del producto desde el contenedor interno. Un tanque sencillo se encuentra rodeado por un dique bajo tradicional para cualquier tipo de fuga. (HRC, 2000)

b) Sistemas dobles de contención

Un tanque de doble pared diseñado y construido para que las paredes interna y externa sean capaces de contener el líquido refrigerado almacenado. Para minimizar la fuga de líquido, la pared externa debe estar localizada a una distancia que no exceda los 6 m desde la pared interna. El tanque interno deberá almacenar el líquido refrigerado bajo condiciones normales de operación. El tanque externo deberá ser capaz de contener la fuga de líquido refrigerado desde el tanque interno. El tanque externo no estará diseñado para contener emisiones de vapor debido a una fuga de producto desde el tanque interno. (HRC, 2000)

c) Sistema de contención total

Un tanque de doble pared diseñado y construido para que las paredes interna y externa sean capaces de contener el líquido refrigerado almacenado. La pared

externa generalmente debe estar localizada de 1 a 2 m desde la pared interna. El tanque interno deberá almacenar el líquido refrigerado bajo condiciones normales de operación. El techo externo deberá estar apoyado por la pared externa. El tanque externo deberá ser capaz de contener la fuga de líquido refrigerado y vapores desde el tanque interno. (HRC, 2000)

Además de la contención primaria por medios de tanques, se utilizan muros o diques de contención, que tienen la función de evitar la dispersión del material en caso de una liberación y dirigirlo hacia una zona de seguridad. En uno de los primeros accidentes (Cove Point, Maryland, 1979) en donde una nube de gas ingresó al cuarto de bombas y explotó debido a la falta de un sello eléctrico.

VII. Plan de respuesta a emergencias

El plan debe cubrir todas las etapas desde la detección de la emergencia hasta que se declara por finalizada, y el personal se encuentra en un lugar de seguridad. (ISO 15544, 2000)

Los sistemas de mitigación tienen la finalidad de actuar una vez que ha ocurrido el evento con el fin de amortiguar sus efectos.

- Protección contra incendio (sistemas de aspersión con espumas, instalación de monitores e hidrantes) que proteja los equipos aledaños
- Muros contra incendio que protejan equipos críticos (bombas de alta presión, tanques de almacenamiento y vaporizadores) contra la radiación térmica.
- Instalación de diques de contención y drenajes que descarguen a zonas seguras

Como medidas de prevención se debe de considerar los siguientes puntos:

- Eliminar todas las fuentes de ignición dentro de la instalación, con especial atención en el quemador elevado de gas de relevo
- En el caso de los sistemas eléctricos y cuartos de control de motores, estas zonas deben estar clasificadas de acuerdo a la NFPA 70, y el cuarto presurizado a presión positiva de acuerdo a NFPA 426
- Utilización de válvulas de exceso de flujo

El diseño del proceso y la instalación se deben de realizar de acuerdo a las normas y estándares aceptados internacionalmente de ingeniería. (API, ASME, NFPA, etc). Un aspecto importante a considerar es la distancia que debe de existir entre el muelle de descarga y los tanques de almacenamiento. Los barcos deben acallar y contar con dispositivos de amarre seguros que no permitan el desacople o ruptura de los brazos de carga debido al movimiento de las olas del mar, mal tiempo, huracanes, tormentas, etc.

VIII. Planes externos de respuesta a emergencias (Programa Prevención de Accidentes). Estos planes se basan en el estudio de riesgo considerando el alcance de los riesgos dentro y fuera de la instalación. Para los escenarios que salen del predio se debe de elaborar un Programa de Prevención de Accidentes que tome en cuenta el alcance de los recursos humanos y materiales para responder oportunamente, prevenir y mitigar los riesgos ocasionados por los incidentes.

6.2 Transporte

Para un gasoducto, se proponen las siguientes medidas:

I. Diseño del proceso

El diseño de la tubería del gasoducto se debe realizar de acuerdo a la normatividad. Código ASME B31.8 Sistemas de tuberías en redes de transporte y distribución de gas, NRF-030-PEMEX-2003 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos (PEMEX), CID-NOR-N-SI-0001 Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte (PEMEX), NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural.

II. Controles básicos, alarmas y supervisión operativa

Como controles básicos, una red debe contar con un sistema de control de proceso que le permita operar dentro de los parámetros de diseño (presión, flujo y temperatura) con el fin de no afectar la integridad mecánica de la red.

III. Alarmas críticas, supervisión operativa e intervención manual

La red debe contar con alarmas audibles y visuales que permitan al personal de operación, mantenimiento y seguridad identificar de manera oportuna una anomalía o desviación así como su origen para atender inmediatamente de forma eficaz la contingencia.

IV. Actuación automática de sistema integral de seguridad (SIS) y paros de emergencia (ESD)

Se recomienda que el gasoducto cuente con un sistema supervisor y recopilador de información SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, por sus siglas en inglés) el cual permite controlar vía remota la operación de un gasoducto y actuar de forma automática en el caso de la existencia de una condición de riesgo o incidente. Este sistema actúa remotamente al accionar las válvulas de seccionamiento cuando se detecta una anomalía en las variables del sistema.

V. Protección física (sistemas de relevo)

Se recomienda la utilización de sistemas de relevo como válvulas de seguridad con el fin de proteger mecánicamente el gasoducto por una sobrepresión del gas en las estaciones de compresión, el cierre accidental de alguna válvula o de algún efecto externo sobre el gasoducto.

También las instalaciones deben contar con sistemas de protección contraincendio como monitores, hidrantes y un equipo de bombero que sean capaces de detectar alguna fuga y actuar de manera oportuna. El sistema CI no se debe de utilizar para apagar el incendio a menos de que se elimine el suministro de combustible.

VI. Protección física

Como protecciones físicas se consideran la distancia, especialmente el Derecho de vía. Este comprende una franja de 400 m por donde se instala el gasoducto. Además, la normatividad establece que el gasoducto debe de ir enterrado al menos 1 m de profundidad con respecto al nivel de suelo, con excepción de algunos casos especiales como cruce de ríos o vías de comunicación (hasta 3 m).

VII. Planes de respuesta a emergencias

El plan de respuesta a emergencias debe contener los procedimientos operativos a realizar para controlar las consecuencias del incidente/accidente. Estos procedimientos deberían incluir el cierre de válvulas de seccionamiento (manuales y automáticas), el acordonar el área para permitir que el gas se pueda quemar libremente y que ninguna persona se exponga a la radiación térmica del chorro de fuego. En el caso de la dispersión, el gas es más ligero que el aire y por lo tanto si la nube no encuentra una fuente de ignición importante, ésta se puede dispersar hacia el ambiente de forma segura. Además, basado en los radios de afectación de riesgo y amortiguamiento, identificar las poblaciones más expuestas para su reubicación y/o tomas de medidas de seguridad.

6.3 Distribución

En gran medida las acciones para prevenir un riesgo en este tipo de instalaciones aplican las mismas que se recomendaron para el escenario de transporte. Sin embargo, por la diferente naturaleza de los sistemas se pueden recomendar las siguientes medidas:

1. Instalar válvulas de corte rápido automático en tuberías de alta presión (distribución comercial e industrial) con el fin de minimizar la cantidad de material liberado.
2. Diseñar, construir, operar y mantener de acuerdo a las NOM y mejores prácticas internacionales.
3. Establecer las profundidades de zanja apropiadas de acuerdo a la zona de clasificación para evitar golpes de terceros que pudieran provocar la ruptura de la tubería.
4. Implementar un sistema de señalización e identificación de tuberías enterradas que permita a las compañías privadas y públicas encargadas de hacer trabajos de excavación que realizan servicios de agua, drenaje, eléctrico y gas.
5. En las tuberías de acometidas y conexión a los hogares y unidades habitacionales se recomienda la instalación de válvulas de exceso de flujo, que en caso de ruptura de la tubería el exceso de flujo provocaría una caída de presión y cierre de la válvula. Éstas operan de 35 mbar a 5 bar y generalmente se instalan en la tubería que se conecta al ramal principal.

Conclusiones

Este trabajo es un estudio teórico sobre los principales riesgos asociados con el manejo del gas natural. A continuación se enlistan las conclusiones obtenidas con base en los objetivos planteados.

1. Se evaluaron los riesgos ocasionados durante el almacenamiento, transporte y distribución del gas natural en el país utilizando el paquete para cálculo de consecuencias denominado PHAST. Este paquete proporcionó información sobre los radios de afectación de una serie de escenarios propuestos.
2. Se propusieron una serie de medidas preventivas para cada escenario que contribuyen a la mitigación de los daños producidos por el manejo del gas natural. Éstas medidas minimizan los daños que pueden afectar a la población civil al ambiente, y las instalaciones por estar en contacto con ésta sustancia.
3. Se recopiló información de fuentes hemerográficas y dependencias gubernamentales a nivel nacional e internacional encontrándose que los registros de los accidentes son insuficientes, debido a que existe una gran cantidad de accidentes que no se reportan en México ni en el extranjero.
4. Se definió la problemática en materia de seguridad en la distribución del gas natural poniendo de manifiesto que es necesaria la actualización de las medidas de seguridad conforme el avance tecnológico.
5. Se obtuvo un panorama general sobre la historia, usos, formas de obtención y producción del gas natural en México, información que la paraestatal tiene perfectamente bien documentada así como los concesionarios privados que manejan el gas natural.
6. Se describió ampliamente las características fisicoquímicas, toxicológicas y peligrosas del gas natural, hallándose que es tan peligroso como cualquier material calificado como tal y que es menos riesgoso que otros hidrocarburos combustibles que se manejan comúnmente.
7. Se señalaron las principales formas de almacenamiento, transporte y distribución del gas natural en el país con apoyo de la información proporcionada por la paraestatal y la industria privada mismas que mantienen altos niveles de seguridad en su manejo.
8. Se describió el marco legal y normativo del gas natural en México mismo que está debidamente fundamentado en materia de seguridad de las instalaciones.
9. Se modelaron matemáticamente una serie de escenarios de alto riesgo en almacenamiento, transporte y distribución utilizando el paquete profesional PHAST, los resultados obtenidos fueron coherentes y confiables.
10. Se analizaron los resultados obtenidos de las modelaciones, dicha información proporcionó conocimientos sobre el comportamiento del gas natural en el ambiente y además se utilizaron para calcular los radios de afectación.
11. Se propusieron una serie de medidas de prevención y seguridad en los sistemas de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural considerando los resultados obtenidos y los principales sistemas de seguridad de última generación principalmente válvulas de cierre automáticas operadas a distancia.

Adicionalmente, en lo personal creo que ésta tesis demuestra que el gas natural es un hidrocarburo peligroso que si no se maneja adecuadamente puede afectar de forma considerable a la población y al ambiente, especialmente en caso de presentarse algún accidente durante su almacenamiento líquido. En el capítulo VI se mencionan propuestas de medidas de seguridad que pueden aplicarse para controlar el riesgo de incendio, cabe mencionar que su aplicación depende de una evaluación profesional debido a que se deben considerar muchos factores antes de su implantación. La validación y aplicación de las medidas se encuentran fuera del alcance de la tesis.

Otras aportaciones de este trabajo son: el conocimiento del comportamiento hipotético de las liberaciones de gas, el establecimiento de los principales escenarios de riesgo, los criterios para realizar análisis de consecuencias, la estimación de los radios de peligro y amortiguamiento, y las principales prácticas y medidas de prevención utilizadas en la industria del petróleo y gas para minimizar, prevenir y mitigar las consecuencias de un accidente.

Para alcanzar los objetivos planteados se utilizaron varias habilidades adquiridas durante la estancia en la maestría. Las más importantes fueron: capacidad de plantear problemas complejos en problemas más sencillos, adquisición y selección de información especializada, análisis crítico de información, elaboración de premisas y comprobación, pensamiento estructurado y organizado, capacidad de sintetizar, evaluación de resultados, sentido de innovación, entre otros.

Bibliografía

ACR, 2007

PROFEPA. Análisis causa Raíz de Accidentes.

<http://www.profepa.gob.mx/PROFEPA/AuditoriaAmbiental/EmergenciasAmbientales/AnalisisCausaRaiz/>

Azcona, 2005

Juan Pedro Azcona

<http://www.monografias.com/trabajos11/tradis/tradis2.shtml>

AMPEGAS, 2005

Asociación Mexicana de Profesionales en Gas, A.C. Insurgentes Sur No. 724, 6to. Piso, Desp. 600. Col. Del Valle, 03100 México, D.F. Tel. (55) 5543-88-25

<http://www.ampegas.org/images/imgtec/tec10.jpg>

API 581, 2000

American Petroleum Institute, API Publication 581. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First Edition, May 2000

Burgess y Hertzberg, 1974

Burgess, D. and Hertzberg, M., 1974, Radiation from pool flames in N.H. Afgan and J.M. Beer eds., Heat transfer in flames, Chapter 27

CEC, 2004

California Energy Commission. Algerian LNG Plant Explosion. Factsheet prepared by California Energy Commission Staff.

http://www.energy.ca.gov/lng/news_items/2004-01_algeria_factsheet.html

CEC, 2003

California Energy Commission. Liquefied Natural Gas (LNG) Infrastructure Security: Background and Issues for Congreso. September, 2003.

http://www.energy.ca.gov/lng/documents/CRS_RPT_LNG_INFRA_SECURITY.PDF

CFR, 2001

Código Federal de Regulaciones (Code of Federal Regulation, USA). CFR Título 49, Capítulo I, Parte 193. Administración de tuberías y materiales peligrosos. Instalaciones de gas natural licuado: Estándares Federales de Seguridad

CRE, 2002

Comisión Reguladora de Energía. Seminarios sobre seguridad en los sistemas de gas natural y Protección Civil. Distribución de gas natural en la Ciudad de México.

Medidas de protección sísmica en la distribución de gas natural por ductos enterrados en la Ciudad de México DF. Jesús Lopez de Andrés (Gas Natural México)

<http://www.cre.gob.mx/discursos/2002>

CENAM, 2006

Centro Nacional de Metrología. Gas Natural en México. Seminario de gas natural, Buenos Aires, Argentina (27-29 Marzo de 2006).

<http://www.inti.gov.ar/gas/pdf/4GasNaturalCENAM.pdf>

CENAPRED, 2007

Centro Nacional de Prevención de Desastres. Coordinación general de protección civil. Sistema de Alerta Temprana (SAT) de fenómenos hidrometeorológicos. México, Julio 2007.

<http://geografica.cenapred.unam.mx/SIGMAFH/informacion.php>

CRS, 2003

Parfomak, Paul W. (Specialist in Science and Technology Resources, Science, and Industry Division). Congressional Research Service. Liquefied Natural Gas (LNG) Infrastructure Security: Background and Issues for Congress. September, 2003.

http://lngwatch.com/lngwatch/docs/CRS_Rpt_LNG_Infra_Security.pdf

DOE, 2001

Department of Energy, USA

http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/advanced_summary_2001/adsum2001.pdf

DNV, 2001

Det Norske Veritas. Theory Manual by D.M Webber and H.W.M. Wiltox. THE "GASPIPE" MODEL FOR PURE-VAPOUR DISCHARGE FROM LONG PIPELINES. September, 2001.

DNV, 2005

DNV Software. PHAST Applications, the right tool for safety professional

http://www.dnv.com/binaries/PHAST_brochure_tcm4-124896.pdf

DOF, 2004

Diario Oficial de la Federación. Lunes 29 de marzo de 2004. NOM-003-SECRE-2003. Calidad del gas natural. Secretaría de Energía.

DUPONT, 2003

Process Hazards Analysis. Corporate Standard. SHE Standard S25A. 2003

EIA. US Energy Information Administration, Agosto, 2004

DOE. Department of Energy. The Basics of Underground Natural Gas Storage.

http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/storagebasics/storagebasics.html

García, 1973

García, E. Modificaciones al sistema de clasificación climática de Köppen. Instituto de Geografía. UNAM, 1973.

EPA, 1999

Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis. Environmental Protection Agency. Office of Solid Waste and Emergency Response. Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office. RMP Series, USA. April, 1999.

<http://yosemite.epa.gov/oswer/ceppoweb.nsf/content/index.html>

Federal Aviation Administration

Air Quality Handbook. Appendix I. Dispersion Modelling Basics.

http://www.faa.gov/regulations_policies/policy_guidance/envir_policy/airquality_handbook/

FEMA, 1989

ARCHIE. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures. Federal Emergency Management Agency, Department of Transportation (US). Environmental Protection Agency (US). 1989.

FERC, 2005

Federal Energy Regulatory Comisión. Industries. Liquefied Natural Gas

<http://www.ferc.gov/industries/lng.asp>

Gas Natural, 2004

Gas natural de México, S.A de C.V. Plan director para incidencias con gas natural. México, 2004.

GRENA, 1996

Guía Norteamericana de Respuesta en Caso de Emergencia. Departamento de transporte de los Estados Unidos (Administración de Estudios y Programas Especiales). Transporte de Canadá (Seguridad Materiales Peligrosos). Secretaría de Comunicaciones y Transporte, ANIQ (Asociación Nacional de la Industria Química).

HRC, 2000

Hydrocarbon Risk Consultants Limited. Seminario de protección para tanques tipo salchicha, criogénicos y esferas de almacenamientos de gas. 2 de agosto de 2000.

IMP, 2005

Instituto Mexicano del Petróleo. Investigación. Ductos. 2005

http://www.imp.mx/investigacion/ductos/ductos_noticias.htm

ISO 15544, 2000

International Organization for Standardization, ISO 15544. Petroleum and natural gas industries – Offshore production installations – Requirements and guidelines for emergency response. 2000.

Jonson, 1992

Johnson, A. D., 1992, A Model for predicting thermal radiation hazards from large-scale LNG pool fires, IChemE Symp. Series No. 130:507-524

Kirk, Othmer, 1994

Kirk, Othmer. Encyclopedia of Chemical Technology V. 12. John Wiley & Sons. pp 318. 1994

Kumar, Sanjay., 1987.

Kumar, Sanjay. Gas Production Engineering. Gulf Publishing Company, Houston Texas. 1987.

Lees, 1980

Lees P. Frank. Loss prevention in the process industries. Volumen 1 y 2.
Hazard Identification, Assessment and Control. Butterworth-Heinemann, Ltd. 1980

LFMN, 1992

Ley Federal de Metrología y Normalización. Secretaría de Economía. Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF). 1 de julio de 1992. LFMN, Capítulo II, Sección I, art. 40

LNG One World, 2005

<http://www.lngoneworld.com/LNGV1.nsf/Members/Index.html>.

Manahan, 1990

Manahan, Stanley E. Hazardous waste chemistry, toxicology and treatment. Lewis Publishers, Michigan U.S.A. pp 105. 1990

Mapas México, 2006

<http://www.mapasmexico.net/mapa-tabasco.html#pdf>

Metropolo, 2004

Metropolo, P. L. and Brown, A. E. P. Natural Gas Pipeline Accident Consequence Analysis. Process Safety Progress (Vol. 23, No. 4). Diciembre, 2004

Minem, 2004

Ministerio de Energía y Minas, República del Perú. Publicaciones
<http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>

Moheno, 2004

Moheno Mayra. Tesis maestría. Riesgos en el almacenamiento, transporte y distribución de amoniaco. 2004

NIWAR, 2004

Good Practice Guide for Atmospheric Dispersion Modelling. National Institute of Water and Atmospheric Research. Ministry for the Environment New Zealand. New Zealand, 2004.
<http://www.mfe.govt.nz/publications/air/>

Mudan, 1984

Mudan, K. S., 1984, Energy Combustion Science, Vol. 10 pp59-80

NaturalGas, 2005

NaturalGas.org. Storage of Natural Gas.
<http://www.naturalgas.org/naturalgas/storage>

NGSA, 2004

Natural Gas Supply Association, 2004. NaturalGas.org

<http://www.naturalgas.org/overview/history.asp> (Historia)

http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp#sulphur (Procesamiento)

NRF, 2003

NRF-030-PEMEX-2003. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos

Ortega, 2002

Ortega Rivero, José Antonio; Especialistas Ambientales, S.A. de C.V. Terminal de Recibo, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. Estudio de riesgo, Baja California. Energía Costa Azul, 2002.

Paris, 1989

Paris S. Daniel, Dewolf B. Glen, Fendand K. A

Accidental releases of air toxics. Prevention, Control and Mitigation. Pollution Technology Review No. 170. Noyes Data Corporation. USA, New Jersey. 1989

PHAST, 2007

Help PHAST 6.5. Jet Fire Model, API 521 Calculations for Source Model and Jet Fire Model, Shell Calculations for Source Model. 2007

PEMEX, 1998

CID-NOR-N-SI-0001 Rev. 0. Requisitos Mínimos de seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Ductos de Transporte.

PEMEX, 2002

PEMEX, Memoria de Labores 2002; PEMEX Contraloría General Corporativa, Balance de producción y distribución de crudo y gas enero – diciembre 2002; PEP, Las reservas de hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2003; además de los Indicadores de Gestión que mensualmente integra la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER.

PEMEX, 2003

NRF-030-PEMEX-2003 Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos. México, 2003

HDS, 2004

Petróleos Mexicanos. PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas. Gas natural.

<http://www.igasamex.com.mx/manuales/MSDSgas%20natural-1.pdf>

PEMEX, 2004

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

Hojas de Datos de Seguridad y Plantas de Proceso

http://www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Producción/Plantas+de+Proceso/

Pitblado, 2004

Pitblado R. M, Baik J. Consequences of LNG Marine Incidents. CCPS Conference Orlando. June 29 – July 1, 2004. Det Norske Veritas (DNV) Houston, USA.
http://www.energy.ca.gov/Ing/documents/CCPS_PAPER_PITBLADO.PDF

PROFEPA, 2005

Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales (COATEA). Información proporcionada por Ing. José Álvarez Rosas. Noviembre, 2004.

Saltelli, 2000

Saltelli A., K. Chang, and M. Scott E. (Eds). 2000. Sensitivity Analysis. J. Wiley & Sons, Chichester, England. 475 pp.

SECRE, 2004

Secretaría de Energía. NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

SEMARNAT, 2005

Subsecretaría de gestión para la protección ambiental. Dirección General de Impacto y riesgo Ambiental. Guía para la presentación del estudio de riesgo ambiental. Análisis detallado de riesgo. Nivel 3.
<http://www.semarnat.gob.mx/dgmic/tramites/formatos/SEMARNAT-07-008/f07-008a.zip>

SENER, 1999

Secretaría de Energía, México.
Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Unidad de Promociones e Inversiones. Gas Natural Licuado en Baja California. Marzo 1994

SENER, 2003

Dirección General de Formulación de Política Energética. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. Publicaciones SENER
http://www.energia.gob.mx/work/appsite/publicaciones/prospeccgas_natural2003.pdf

SENER, 2005

<http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=54>
<http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1246>

Ullmann's, 1991

Encyclopedia of Industrial Chemistry. V. A 17 Naphtalene to Nuclear Energy. 5 Ed. Pp.115

UH, 2003

University of Houston Law Center. Institute for Energy, Law & Enterprise. LNG Safety and Security. USA, 2003. http://Ingwatch.com/Ingwatch/docs/IELE_Safety_And_Security.pdf

UNEP, 2005

United Nations Environment Programme. APELL (Awareness and Preparedness for Emergency at a local level).

http://www.uneptie.org/pc/apell/disasters/database/disaster_list.asp

USEPA, 2004

Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office.

General Guidance On Risk Management Programs For Chemical Accident Prevention (40 CFR Part 68). Chapter 4. Off-site Consequence Analysis

Wiekema, 1989

Wiekema, B. J, Guidelines for chemical process quantitative risk analysis. American Institute of Chemical Engineers, New York, 1989.

Wikipedia, 2007

Wikipedia, La Enciclopedia Libre. 2007.

http://es.wikipedia.org/wiki/Densidad_de_poblaci%C3%B3n_de_los_Estados_de_M%C3%A9xico

World Bank, 1988

World Bank Technical Paper Number 55. Techniques for Assessing Industrial Hazards, A Manual. Technica Ltd. Washington D.C, USA, 1988.