



3333 Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2
Info @ stabilis.ca

Téléphone : 514.940.1230
Télécopieur : 514.940.3435
www.stabilis.ca

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

Préparé pour :

Ville de Beaumont,
Comité aviseur – Projet Rabaska

Préparé par :
Cathy Baptista, ing, M.Ing, MBA

Révisé par :
Philippe Simon, ing, Ph.D.

Date : 16 novembre 2004
Rapport : SC – 518-2004P1

Introduction

MANDAT :

Stabilis Inc. a été mandaté par le comité aviseur de la Ville de Beaumont pour

- Modéliser un accident majeur impliquant un réservoir de stockage de GNL
- Citer les conséquences d'une rupture majeure d'un gazoduc
- Discuter des impacts d'une fuite dans les conduites de transfert/bras de déchargement de GNL dans l'aire de la jetée
- Illustrer les conséquences d'un accident majeur impliquant un méthanier
- Discuter qualitativement des impacts de la température de l'air ambiant et de l'eau sur les conséquences modélisées

L'annexe A présente le détail du mandat donné à Stabilis Inc. par le comité aviseur de la Ville de Beaumont.

INFORMATIONS FOURNIT PAR RABASKA POUR LA RÉALISATION DE CE MANDAT:

Stabilis Inc. a contacté les promoteurs du projet par courriel à l'adresse électronique info@rabaska.net afin d'obtenir plus de précisions sur les réservoirs de stockage, les systèmes de confinement passifs et la ligne de déchargement présentement à l'étude pour le projet Rabaska. La correspondance entre Stabilis Inc. et les promoteurs de Rabaska à ce sujet est présentée à l'annexe B.

DESCRIPTION DES CONSÉQUENCES POTENTIELLES

Le tableau 1 présente les conséquences potentielles associées à différents niveaux de dispersion de vapeur inflammable, radiation thermique et de surpression.

Tableau 1 : Description de conséquences potentielles

Source	Seuil	Description des effets potentiels
Dispersion de vapeur inflammable	LII	Limite inférieure d'inflammabilité (i.e. 5% v/v). Inflammation du nuage de vapeur au contact d'une source d'inflammation.
Dispersion de vapeur inflammable	1/2 LII	Niveau d'alerte (i.e. 2.5% v/v). Utilisé pour des fins de prévention et de gestion des mesures d'urgence.
Radiation thermique	30 kW/m ²	Provoque l'inflammation spontanée du bois, la fonte de plastiques et le risque de dommages pour l'équipement et les structures d'acier. (Effet dominos)
Radiation thermique	9 kW/m ²	Inflammation du bois après une exposition prolongé, mais peu de risque pour l'équipement.
Radiation thermique	5 kW/m ²	Provoque des brûlures au second degré après 40 secondes sur la peau exposée sans protection.
Radiation thermique	2.3 kW/m ²	Le seuil de douleur est atteint après 40 secondes.
Surpression	2 psi	Provoque l'écroulement de murs de maisons.
Surpression	1 psi	Démolition partielle de maisons rendues inhabitables.
Surpression	0.3 psi	Zone maximale de projection de débris et de dommage aux maisons.

Modélisation d'un accident majeur impliquant un des réservoirs de stockage de GNL du projet Rabaska

DESCRIPTION DES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE :

Selon les informations reçues (annexe B), les promoteurs du projet Rabaska prévoient deux (2) réservoirs de stockage de GNL de 160,000 m³ chaque, de type intégrité totale (*full containment*). Les dimensions exactes des réservoirs sont encore à l'étude, cependant les estimés suivants ont été fournis :

- Rayon extérieur : 36 - 43 m
- Hauteur: 46.5 – 52.9 m

Les réservoirs de type intégrité totale seront composés d'un contenant/réservoir primaire interne en acier 9% Ni entouré d'un contenant/réservoir secondaire (avec toit) en béton précontraint d'une épaisseur d'environ 1.5 m. Une isolation de fibre de verre, perlite et verre cellulaire séparera les deux contenants autonomes. En situation normale, le contenant primaire reçoit le GNL. En cas de fuites, le contenant externe peut contenir le liquide réfrigéré de façon autonome et permet de contrôler la ventilation des vapeurs générées.

Pour des réservoirs de ce type, la deuxième enceinte en béton constitue généralement le bassin de rétention des réservoirs puisqu'elle peut contenir tout le volume cryogénique. Les promoteurs du projet ont fait savoir qu'un troisième niveau de rétention est actuellement à l'étude (digue entourant une aire excavée autour des réservoirs). Aucune information n'a été fournie concernant les dimensions envisagées pour le troisième niveau de confinement.

DESCRIPTION DES SCÉNARIOS RETENUS:

Le déversement complet d'un réservoir de stockage de 160,000 m³ de GNL a été le scénario d'accident majeur retenu pour les modélisations – indépendamment de la probabilité ou possibilité d'occurrence de ce scénario. Les trois scénarios suivants ont été modélisés afin de déterminer le rayon d'impact des vapeurs inflammables et des radiations thermiques suite à l'inflammation du déversement.

- *Le déversement complet de 160,000 m³ de GNL confiné par le deuxième contenant du réservoir de type intégrité totale a été modélisé. (Puisque les réservoirs prévus pour le projet Rabaska sont de type intégrité totale, un déversement de GNL devrait être confiné par le béton du réservoir secondaire.) Afin de maximiser les impacts, et de simplifier les simulations, les simulations ont fait abstraction du toit. Pour les modélisations de dispersion, un rayon de 41.5 m a été utilisé (rayon externe maximum prévu moins 1.5 m de béton). Pour les modélisations de radiation, la hauteur minimale prévue (46.5 m) a été utilisée afin de maximiser l'impact au niveau du sol.*

- *Le déversement complet d'un réservoir de stockage de GNL confiné par un troisième niveau de confinement (digue de retenue) a aussi été modélisé. La superficie (200 m x 200 m) du bassin de rétention du terminal Bear Head en Nouvelle-Écosse a été utilisée pour modéliser ce scénario.*
- À titre de comparaison seulement, afin d'illustrer l'effet de la surface de confinement sur les rayons d'impacts, *le déversement complet d'un réservoir de stockage sans aucun confinement a aussi été modélisé.*

SEUILS D'IMPACTS UTILISÉS:

- Dispersion des vapeurs inflammables : ½ LII du méthane (2.5%)
- Radiations thermiques : 30 kW/m², 9 kW/m², 5 kW/m², 2.5 kW/m²

CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES ET AUTRES UTILISÉES:

- Température ambiante : 25°C (298.15 K)
- Humidité relative : 50%
- Vitesse du vent : 1.5 m/s
- Rugosité du sol : 0.03 m (terrain agricole)
- Stabilité atmosphérique : classe F

DESCRIPTION DE LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE :

Les taux d'évaporation du GNL et la durée de l'émission pour les trois scénarios ont été calculés en se basant sur la méthodologie présentée dans le « Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs » (édition juillet 2002) adopté par le Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM). L'annexe C présente une copie des sections pertinentes du Guide.

DEGADIS v.2.1 et LNGFIRE3 v.3.0 ont été utilisés pour modéliser la dispersion des vapeurs inflammables et la radiation thermique suite à l'inflammation du déversement de GNL. Les distances d'impacts pour les seuils de radiations ont été extrapolées à partir des résultats générés par LNGFIRE3 ($r^2 > 0.998$).

RÉSULTATS :

Les résultats des modélisations sont présentés au Tableau 2.

Tableau 2 : Résultats des modélisations d'accident majeur impliquant un réservoir de GNL (160,000 m³)

Déversement complet d'un réservoir de GNL	dans le deuxième contenant	dans un bassin de rétention externe	sans confinement (pour comparaison)
Surface émissive	5,400 m ²	40,000 m ²	15, 200,000 m ²
Taux d'évaporation	92.5 kg/s	683 kg/s	260,260 kg/s
Durée d'évaporation	8.5 jours	27.5 heures	4.3 minutes
Distance de dispersion des vapeurs à LII	260 m	680 m	8,500 m
Distance de dispersion des vapeurs à ½ LII	390 m	920 m	10,100 m
Distance de radiation thermique de 30 kW/m ²	Pas atteint *	245 m	3,355 m
Distance de radiation thermique de 9 kW/m ²	Pas atteint *	430 m	5,655 m
Distance de radiation thermique de 5 kW/m ²	225 m	580 m	7,390 m
Distance de radiation thermique de 2.5 kW/m ²	Pas assez de données pour extrapoler	780 m	9,860 m

* radiation thermique maximale 11.50 kW/m² à 95 m

Dans la Figure 1, les rayons d'impacts ont été superposés approximativement à l'emplacement potentiel du site d'entreposage de GNL dans la municipalité de Beaumont (option 3, www.rabaska.net/img/Carte_sites.gif).

COMMENTAIRE :

Selon notre revue de littérature (voir annexe D) et intuitivement, il semble très peu probable que l'événement déclencheur d'un déversement complet d'un réservoir de stockage de GNL, quoi qu'il soit, ne cause pas en même temps l'inflammation du GNL déversé. Donc, les rayons d'impact associés aux nuages dispersés des vapeurs inflammables ne devraient pas être considérés crédibles. Cependant, l'unanimité n'est pas acquise parmi les experts concernant la possibilité d'incendie dans le cas d'un déversement total d'un réservoir de GNL de type intégrité totale (annexe E).

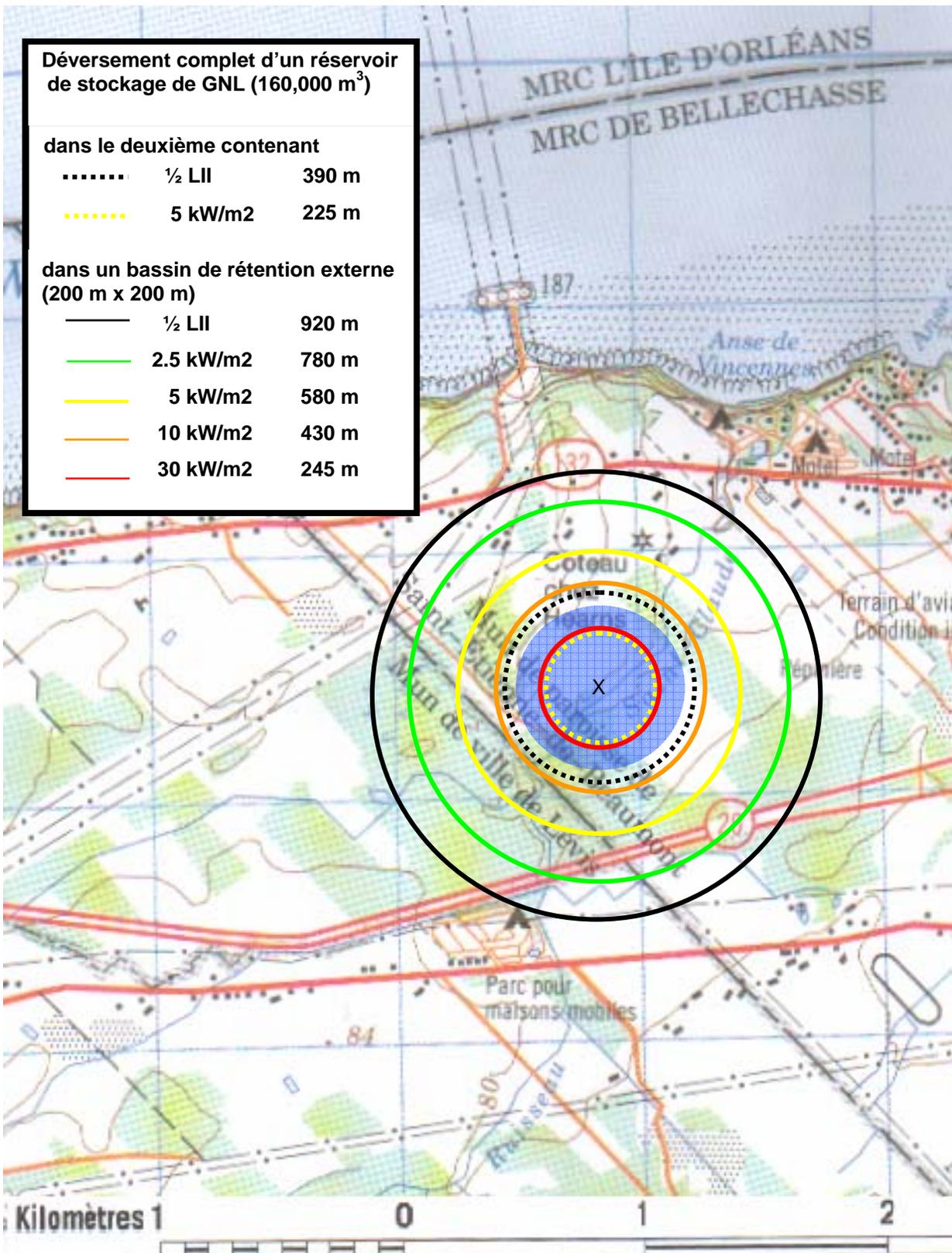


Figure 1 : Rayons d'impacts d'un déversement complet d'un réservoir de stockage de GNL

De plus, dans le contexte d'un accident majeur (principalement suite à un acte terroriste réussi) impliquant un des réservoirs de GNL, la rupture du contenant primaire nous semble seulement possible si le deuxième contenant est atteint, puisqu'il protégerait en sorte le contenant interne. Donc, dans le cas d'une rupture totale du réservoir (primaire + secondaire), un troisième niveau de confinement semble indispensable à la protection des infrastructures, de l'environnement et du public. Veuillez prendre note, que ceci n'est pas un commentaire sur la probabilité ou même la possibilité réelle d'occurrence d'un tel scénario. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) des États-unis a ordonné qu'un troisième niveau de confinement, externe aux réservoirs de type intégrité totale, soit rajouté aux infrastructures proposées pour les terminaux Freeport et Hackberry (voir annexe E).

Conséquences d'une rupture majeure du gazoduc

RÉFÉRENCE :

BAPE. Projet d'installation du gazoduc Bécancour. Rapport d'enquête et d'audience publique. Rapport 192. Juillet 2004. pp 43-54.

DESCRIPTION DES SCÉNARIOS PRÉSENTÉS AU BAPE :

Les scénarios d'accidents majeurs suivants impliquant le gazoduc de Bécancour ont été présentés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

- *Rupture complète où le gaz fuit à plein diamètre de la conduite et des deux côtés de la rupture avec inflammation immédiate.* Ce scénario suppose la formation d'une boule de feu dans les dix secondes et le développement d'un feu en chalumeau par la suite. Les rayons d'impact pour trois niveaux de radiation thermique ont été modélisés.
- Dans le cas d'une *fuite suivie d'un allumage avec explosion, à l'intérieur d'un poste de livraison*, les zones d'impacts ont été définies à partir des surpressions qui résultent de l'onde de choc.

RÉSULTATS :

Le Tableau 3 présente les distances correspondant aux différents niveaux de radiation thermique pour la rupture complète de la conduite à l'extérieur. Le Tableau 4 présente les distances d'impacts pour différents niveaux de surpression pour une fuite à l'intérieur d'un poste de livraison.

Tableau 3: Rupture du gazoduc à l'extérieur livraison

Radiation thermique	Distance
12.0 kW/m ²	365 m
5.0 kW/m ²	560 m
2.3 kW/m ²	820 m

Tableau 4 : Fuite à l'intérieur d'un poste de

Surpression	Distance
2 psi	45 m
1 psi	75 m
0.3 psi	220 m

Discussion sur les impacts d'une fuite dans les conduites de transfert/déchargement de GNL dans l'aire de la jetée

CONTEXTE :

La solution actuellement préconisée par les promoteurs est une ligne de déchargement souterraine. Selon Rabaska, des études sont en cours afin de déterminer la faisabilité technique de cette solution selon la nature du sol sur le site choisi.

REVUE SOMMAIRE DE LITTÉRATURE :

Aucun article de revues spécialisées n'a été trouvé concernant les impacts d'une fuite de GNL dans une conduite souterraine (les bases de recherche scientifique SCIRUS et Science Direct ont été consultées le 15 octobre 2004).

Autrement, pour discuter de fuites dans les conduites, les études d'impact environnementales pour les projets de terminaux suivants ont été consultées :

- Bear Head, Nouvelle-Écosse
- Canaport, Nouveau-Brunswick
- Hackberry, Louisiane
- Freeport, Texas

L'étude d'impact environnemental du terminal Freeport fait référence à des conduites de transfert souterraines (dans l'aire de traitement). Cependant, les analyses de conséquences ont été spécifiquement limitées aux parties hors terre.

Les Tableaux 5 à 7 présentent les résultats des différentes fuites/ruptures modélisées pour des conduites de transfert/bras de déchargement hors terre dans l'aire de la jetée des quatre projets de terminaux.

Tableau 5 : Résultats de modélisations provenant de l'étude d'impact environnementale de Bear Head

Scénario	Déversement dans la retenue de la jetée	Fuite de la conduite entre la jetée et les réservoirs	
Durée	10 minutes	10 minutes	
Aire de confinement	6 m x 3 m x 0.5 m	Sans confinement	
Rupture	---	100 mm	totale
LII	70 m	115 m	1,275 m
½ LII	105 m	230 m	2,130 m
5 kW/m ²	20 m	30 m	135 m
9 kW/m ²	15 m	20 m	100 m
30 kW/m ²	10 m	10 m	50 m

Tableau 6 : Résultats de modélisations provenant de l'étude d'impact environnementale de Canaport

Déversement du bras de déchargement	dans la retenue de la jetée		dans l'eau	
Durée	10 minutes	1 minute	10 minutes	1 minute
Aire de confinement	50 m x 50 m x 0.61 m	16.2 m x 16.2 m x 0.61 m	(nappe de 95 m de diamètre)	(nappe de 90 m de diamètre)
LII	625 m	230 m	2,045 m	740 m
5 kW/m ²	215 m	90 m	405 m	400 m
9 kW/m ²	180 m	80 m	330 m	325 m
30 kW/m ²	130 m	60 m	210 m	205 m

Tableau 7 : Résultats de modélisations provenant de l'EIE de Hackberry et Freeport

Terminal	scénario	Volume	Aire de confinement	½ LII	5 kW/m ²
Hackberry, Louisiane	Fuite de 10 minutes, débit maximum	2,000 m ³	18.3 m x 18.3 m x 6 m	215 m	100 m
Freeport, Texas	Fuite de 10 minutes, débit maximum	1,670 m ³	26 m x 26 m x 2.5 m	210 m	130 m

DISCUSSION ET COMMENTAIRES :

La diversité de scénarios présentés dans les études d'impact environnementales peut, à première vue, rendre leur comparaison directe difficile. Quoique, la diversité même des scénarios nous rappelle que :

- Chaque terminal est unique et devrait donc être analysé ainsi;
- Les normes (CSA Z276-01 et NFPA 59A) et le règlement américain 49 CFR, sur lesquelles plusieurs scénarios ont été basés, peuvent être interprétés et appliqués de plusieurs manières.

Toutefois, le déversement de GNL de 10 minutes dans la retenue de la jetée (du bras de déchargement ou d'autres conduites de transfert) semble être en effet un type de scénario de base. Le plus grand rayon d'impact calculé pour ce scénario est de 625 m (dispersion de vapeurs à LII).

Évidemment, les scénarios de déversement sans confinement, sur terre ou sur l'eau, produisent les plus grands rayons d'impacts potentiels. Des rayons de 2 km ont été simulés pour la dispersion de vapeurs inflammables. Les rayons d'impacts sont plus grands pour la dispersion des vapeurs inflammables que pour la radiation thermique (5 kW/m²).

Conséquences d'un accident majeur impliquant un méthanier

RÉFÉRENCES :

- ABSG Consulting Inc. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. AD04-6-000. 13 mai, 2004.
- FERC. Staff's responses to comments on the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. AD04-6-000. 18 juin, 2004.
- ABSG. Detailed computations and computer output data from the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. AD04-6-000. 29 juin, 2004.

CONTEXTE :

À la demande de FERC, ABSG Consulting a analysé les différentes méthodes disponibles pour calculer la dispersion des vapeurs inflammables et les radiations thermiques associés à un déversement de GNL d'un méthanier. À la suite de la diffusion de son rapport et des commentaires reçus, ABSG a peaufiné plusieurs composantes de la méthodologie proposée, afin de mieux refléter la réalité des déversements de GNL provenant d'un méthanier sur l'eau. Les résultats de cette révision ont été utilisés pour le projet Rabaska.

SCÉNARIOS UTILISÉS:

- Rupture de 1 m et de 5 m dans un des réservoirs du méthanier
- Rupture au niveau de la ligne de flottaison
- Déversement de GNL au-dessus de la ligne de flottaison (hauteur initiale : 13 m)
- Volume du réservoir : 25,000 m³
- Volume déversé : 12,500 m³

RÉSULTATS:

Les distances d'impacts pour les seuils de radiations voulus ont été extrapolées à partir des rayons d'impacts (révisés) modélisé par ABSG ($r^2 > 0.992$). Le Tableau 8 présente ces résultats. Dans la Figure 2, les rayons d'impacts ont été superposés à une carte de la municipalité de Beaumont (l'emplacement a été choisi arbitrairement).

Tableau 8 : Résultats adaptés des modélisations de ABSG pour accident majeur impliquant un méthanier

Scénario de déversement	Rupture de 1 m de diamètre	Rupture de 5 m de diamètre
Distance de dispersion des vapeurs à LII	3,400 m	4,100 m
Distance de radiation thermique de 30 kW/m ²	300 m	695 m
Distance de radiation thermique de 9 kW/m ²	495 m	1,180 m
Distance de radiation thermique de 5 kW/m ²	650 m	1,500 m
Distance de radiation thermique de 2.5 kW/m ²	845 m	2,080 m

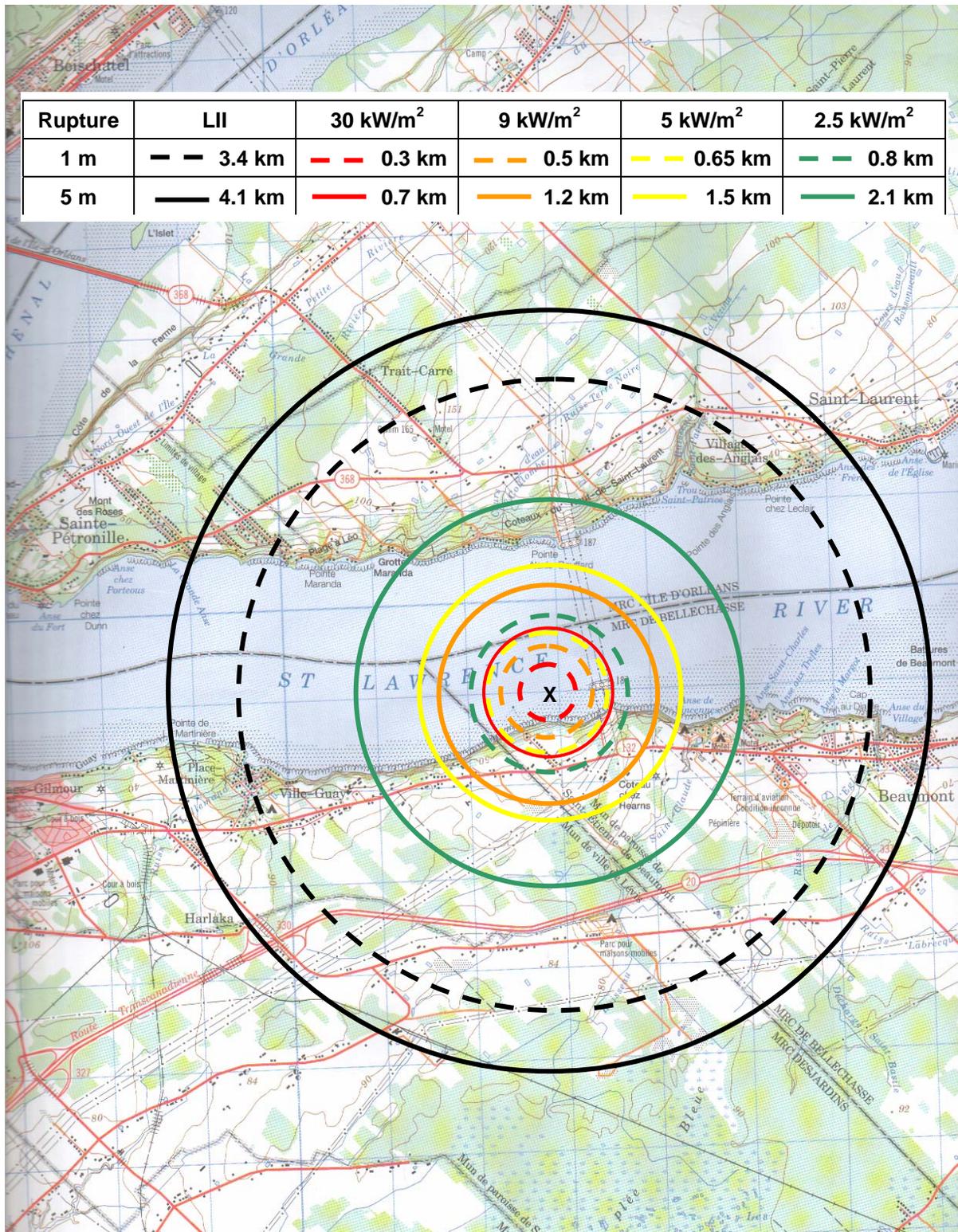


Figure 2 : Rayons d'impacts potentiels d'une rupture de 1m et de 5 m de diamètre dans un réservoir d'un méthanier

COMMENTAIRES:

Comme pour le cas d'un accident majeur impliquant le déversement complet d'un réservoir de stockage de GNL, il semble très peu probable qu'un événement (terroriste ou autre) capable de produire une rupture de 1 ou 5 m de diamètre dans un des réservoirs d'un méthanier ne cause pas en même temps l'inflammation du GNL déversé. Donc, la dispersion des vapeurs inflammables suite à un impact majeur causant un déversement semble très fortement improbable mais autrement, les conséquences d'un incendie sur les autres réservoirs d'un méthanier demeurent inconnues. Ce commentaire est appuyé par divers éléments présentés dans la revue de littérature (annexe D).

Il est important de noter que ABSG Consulting ne justifie pas explicitement l'utilisation d'une rupture de 1 m ou de 5 m pour les scénarios de déversement. ABSG mentionne cependant qu'ils ont utilisé des paramètres (ex. météorologiques) qui facilitait la comparaison avec d'autres études ou qui était stipulés dans le règlement américain 49 CFR 193. De plus, ABSG note que les résultats des calculs présentés ne sont que des exemples de la méthodologie proposée et que les scénarios devraient être adaptés aux caractéristiques de chaque installation et aux objectifs de l'étude.

Selon l'étude chapeautée par Det Norske Veritas (USA) Inc. – Consequences of LNG Marine Incidents - dans le cas d'une attaque terroriste sur un méthanier, une rupture maximale de 1.5 m dans un des réservoirs a été jugée crédible par l'équipe de 23 spécialistes dans les domaines du transport maritime et de la gestion des risques. Les résultats de dispersion et de radiation thermique associé à ce scénario sont similaires à ceux présentés pour une rupture de 1 m dans la section précédente de ce rapport. Une copie de l'étude de DNV est fournie à l'annexe F.

Discussion qualitative sur les impacts de la température de l'air ambiant et de l'eau sur les conséquences modélisées

Afin de vérifier l'effet de la température ambiante sur les conséquences modélisées, une analyse de sensibilité a été effectuée à l'aide de DEGADIS et de LNGFIRE3. La température ambiante a été variée entre -40°C et 30°C . Plus la température ambiante est élevée, plus la distance de dispersion des vapeurs inflammables est grande. Par contre, le rayon de radiation thermique diminue avec une augmentation de la température ambiante. Toutefois, les effets sur les distances de radiations thermiques sont généralement beaucoup moins importants que ceux des dispersions des vapeurs inflammables. Enfin, selon les résultats de modélisation, la dispersion des vapeurs de GNL est plus sensible à l'augmentation de la température ambiante entre 15°C et 30°C qu'entre -40°C et 15°C .

Selon les révisions du rapport de ABSG Consulting, la vaporisation de la nappe de GNL sur l'eau ne devrait plus être estimée directement par le transfert de chaleur de l'eau mais plutôt par l'utilisation d'une valeur constante proposée qui reflète les données d'essai. Donc, en se basant sur ces nouvelles conclusions, la température de l'eau ne devrait pas influencer les résultats de simulation des rayons d'impacts pour les déversements de GNL sur l'eau, quoique théoriquement, plus la température de l'eau est élevée, plus les conséquences d'un déversement seront rapides.

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE A

Mandat du comité aviseur et propositions Stabilis

Québec, le 17 août 2004

Comité aviséur de Beaumont concernant le projet de terminal méthanier de Gaz Métro

Mandat particulier à une firme externe questionnant l'aspect risque et sécurité des installations projetées

Préparé par la firme FORGET AUBIN pour le comité aviséur de Beaumont

1. Description générale du mandat :

Fourniture d'assistance technique pour l'évaluation des risques et des normes de sécurité associés à l'implantation d'un terminal méthanier dans le secteur Ville-Guay/Beaumont.

2. Tâches spécifiques à réaliser :

- 1) Dégager les **tendances dans la gestion des risques** des projets de terminaux méthaniers projetés en Amérique du Nord (**ex. localisation**) ;
- 2) Évaluer les **conséquences d'un accident majeur** (« **worst case scenario** ») de chacune des composantes d'un terminal méthanier comme Rabaska (méthanier et jetée, canalisation et réservoirs) dans un milieu comme Beaumont **sur la base de scénarios proposés** ;
- 3) Dépôt d'un **rapport préliminaire** au comité aviséur ;
- 4) **Rapport final et vulgarisation des résultats en vue de présentation publique** des résultats au comité aviséur et à la population.

Littérature à consulter pour la réalisation des tâches décrites ci-dessus :

Projet Rabaska :

Avis de projet : implantation d'un terminal méthanier et des infrastructures connexes – avril 2004 (14 pages)

[http://www.rabaska.net/Avis de projet 29 avril 2004.pdf](http://www.rabaska.net/Avis_de_projet_29_avril_2004.pdf)

Projet Rabaska :

Description de projet : Implantation d'un terminal méthanier – juin 2004 (16 pages)

[http://www.rabaska.net/ACEE Description du projet Rabaska 30 juin 2004.pdf](http://www.rabaska.net/ACEE_Description_du_projet_Rabaska_30_juin_2004.pdf)

Direction des évaluations environnementales du MENV :

Directive pour le projet Rabaska : Implantation d'un terminal méthanier et des infrastructures connexes - #3211-04-39, mai 2004 (39 pages)

<http://www.rabaska.net/DirectiveMENVIQ.pdf>

Processus d'évaluation **TERMPOL**, Sécurité maritime, Transport Canada – Janvier 2001 (125 pages)

<http://www.tc.gc.ca/SecuriteMaritime/TP/Tp743/tp743f.pdf>

Rapport américain de ABS Consulting pour la FERC :

Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers – Mai 2004 (128 pages)

<http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng-model.pdf>

Rapport américain :

Disaster Council, City of Vallejo : Liquefied Natural Gas in Vallejo : Health and Safety Issues – janvier 2004 (162 pages)

(déjà en possession de Stabilis)

Rapport américain :

Public Safety at the Proposed Fall River LNG Terminal par James A. Fay – janvier 2004 (9 pages)

<http://www.fallriverchamber.com/documents/fallriv.pdf>

Power Engineering – Bill Powers :

Assessment of Potential Risk Associated with Location of LNG Receiving Terminal Adjacent to Bajamar and Feasible Alternative Locations- Juin 2002 (24 pages)

http://www.borderpowerplants.org/pdf_docs/lng_position_paper_june2002_english.pdf

BAPE – Conclusions du rapport de Soligaz (1991) :

PROJET SOLIGAZ : APPROVISIONNEMENT ET ENTREPOSAGE SOUTERRAIN DE LIQUIDES DEGAZNATURELÀ VARENNES

<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape041.pdf>



3333 Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2
Info @ stabilis.ca

Téléphone : 514.940.1230
Télécopieur : 514.940.3435
www.stabilis.ca

M. Jean-François Aubin
Représentant des membres du comité aviseur de Beaumont
Forget Aubin
804, Avenue Murray Apt. 2, Suite 4
Québec (Québec) G1S 3B3
Tel. : 418.686.2892
Fax. : 418.686.1153

17/08/2004
ref : Sc-518-2004P1

Objet: Proposition - aspect risque et sécurité des installations projetées - projet de terminal méthanier de Gaz Métro

M. Aubin,

Pour faire suite à la rencontre du 10 août dernier entre les membres du comité aviseur de la Ville de Beaumont et deux représentants de Stabilis, ainsi qu'à la description des éléments à suivre pour un mandat à une firme externe (votre lettre du 13 août 2004), vous trouverez ci-dessous une brève description de la méthodologie et de l'échéancier anticipés.

Le but de ce projet est de fournir une assistance technique pour l'évaluation des risques et des normes de sécurité associés à l'implantation d'un terminal méthanier dans le secteur Ville-Guay/Beaumont.

Les objectifs reliés à ce projet sont plus spécifiquement :

- 1) Dégager les tendances dans la gestion des risques des projets de terminaux méthaniers projetés en Amérique du Nord (ex. localisation) (une revue des projets projetés permettra principalement de dégager les hypothèses utilisées pour l'étude des conséquences d'accidents majeurs);
- 2) Évaluer les conséquences d'un accident majeur (« worst case scenario ») de chacune des composantes d'un terminal méthanier comme Rabaska (méthanier et jetée, canalisation et réservoirs) dans un milieu comme Beaumont sur la base de scénarios proposés (cette évaluation permettra de prédire des périmètres d'impact potentiel pour les radiations thermiques (incendie) et les nuages de vapeurs inflammables en cas de déversement);
- 3) Dépôt d'un rapport préliminaire au comité aviseur ;
- 4) Présentation d'un rapport final et vulgarisation des résultats en vue de présentation publique des résultats au comité aviseur et à la population.

Méthodologie

Dans un premier lieu, une revue exhaustive de la littérature concernant le gaz naturel liquéfié (GNL) et ses impacts potentiels en cas d'accidents majeurs sera réalisée. Il est déjà reconnu que le GNL représente un risque de radiation thermique (en cas d'incendie) et un risque relié à l'inflammable lors de la dispersion atmosphérique des vapeurs. Cette revue permettra, entre autres, de comparer les hypothèses utilisées quant aux :

- scénario de déversement
- estimés des taux d'émissions et d'évaporation
- calculs de la dimension des nappes sur le sol et sur l'eau
- valeur limite sécuritaire des radiations thermiques

En plus des rapports listés dans votre lettre du 13 août 2004, d'autres documents pertinents (incluant la réglementation américaine, le standard canadien, article scientifique) seront considérés.

Une fois la revue complétée, des calculs de nappe et des simulations des périmètres d'impact potentiel compte tenu de scénario "worst case" seront réalisés. Des scénarios d'accidents majeurs seront définis et simulés tant pour des accidents impliquant les méthaniers sur le fleuve St-Laurent que pour les réservoirs de stockage prévus à Beaumont. Les impacts potentiels de radiation thermique seront simulés à l'aide du logiciel LNGfire III développé par le "Gas Research Institute". Les impacts potentiels reliés à la dispersion d'un nuage de gaz dense et inflammable seront réalisés à l'aide des modèles DEGADIS et ALOHA. Compte tenu de la nature particulière du GNL et du peu de littérature existante concernant le comportement de cette matière inflammable en cas d'incendie, il est suggéré qu'un expert en incendie (Ronald Coulombe, Ph.D. du laboratoire de Science Judiciaire et Médecine Légale) étudie la littérature existante et que celui-ci fournisse un avis expert sur le comportement d'un incendie de GNL et les risques potentiels, principalement dans le cas d'un déversement sur le fleuve.

Les résultats de ces études seront présentés sous forme d'un rapport technique. Un sommaire vulgarisé de ces résultats sera aussi soumis au comité aviseur dans l'optique d'informer la population de Beaumont. Ces études seront réalisées par Mme Cathy Baptista, ing., M.Ing., sous une supervision scientifique (i.e. Philippe Simon, ing., Ph.D) et une coordination de Jacques Dion.

Échéancier

Les travaux débiteront dès la confirmation du mandat (i.e. une partie de la revue de la littérature a déjà été effectuée). Il est prévu qu'un rapport préliminaire soit soumis au comité aviseur avant le 17 septembre 2004. Un rapport final ainsi qu'un document sommaire de vulgarisation seront soumis à l'intérieur de 5 jours suivant les commentaires. L'équipe de Stabilis sera alors disponible pour la présentation publique des résultats.

En espérant le tout conforme à vos attentes, veuillez agréer, cher M. Aubin, nos plus sincères salutations.

Philippe Simon, ing., Ph.D.
Associé

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE B

Correspondance entre Stabilis et les promoteurs de Rabaska



3333 Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2
Info @ stabilis.ca

Téléphone : 514.940.1230
Télécopieur : 514.940.3435
www.stabilis.ca

Aux membres du comité aviseur du Projet Rabaska (Ville de Beaumont),

Pour faire suite à notre rencontre d'hier soir, nous aimerions vous faire part des livrables que Stabilis Inc. s'engage à vous présenter le 2 novembre.

1. Modélisation d'un 'accident majeur' impliquant un des réservoirs de GNL
 - Utilisation d'un scénario basé sur les directives du Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM) et le *Règlement [fédéral] sur les urgences environnementales*
 - Déversement complet du réservoir en dix minutes dans le bassin de rétention.
 - Les dimensions utilisées pour la modélisation seront celles fournies par Gaz- Métro ou, le cas échéant, celles utilisées dans l'industrie (eg. Projet Bear Head, Canaport, norme CSA etc.)
2. Conséquences d'une rupture du gazoduc
 - Transposition des informations recueillies dans le Rapport d'enquête et d'audience publique – Projet d'installation du gazoduc Bécancour (juillet 2004) au projet Rabaska
3. Discussion sur les impacts d'une fuite dans les lignes de transfert de GNL
 - Sommaire des impacts modélisés de la littérature
 - Investigation (revue de littérature) sur les impacts dans le cas de conduites souterraines.
4. Conséquences d'un accident majeur impliquant un méthanier
 - Trou de 1 m et de 5 m de diamètre dans un des réservoirs d'un méthanier
 - Le volume déversé est le volume de GNL au-dessus de la ligne de flottaison
5. Discussion qualitative sur les impacts de la température de l'air ambiant et de l'eau sur les conséquences modélisées

Si vous avez des commentaires ou des questions n'hésitez pas à nous contacter.

Bonne journée
Cathy Baptista



3333 Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2
Info @ stabilis.ca

Téléphone : 514.940.1230
Télécopieur : 514.940.3435
www.stabilis.ca

Montréal, le 7 octobre 2004

Re : Demande d'information de la part de Stabilis Inc.

À qui de droit :

Stabilis Inc. a été mandaté par le comité aviseur de la Ville de Beaumont pour modéliser les conséquences de déversements accidentels de GNL.

Stabilis est conscient que l'ingénierie du Projet Rabaska n'est qu'à un stade préliminaire et peut donc changer en cours de route, cependant afin que les modélisations de conséquences soient réalisées avec le plus de précisions possibles, nous apprécierions recevoir les informations suivantes:

- Volume de chacun des réservoirs de stockage de GNL
- Dimensions du/des bassin(s) de rétention des réservoirs de GNL
- Dimension de la plus grande retenue prévue en cas de déversement de GNL (si différent du bassin de rétention des réservoirs)
- Confirmation que les canalisations cryogéniques pour acheminer le GNL de la jetée au terminal seront souterraines
- Coordonnées d'une personne-ressource au sein du Projet Rabaska que nous pourrions contacter dans l'éventualité d'autres questions

Dans le cas où vous ne puissiez nous fournir ces informations, les modélisations qui seront présentées au comité aviseur seront basées sur des données de conception provenant de la norme CSA Z276-01 ainsi que d'autres projets de terminaux canadiens et américains.

N'hésitez pas à nous contacter pour plus amples informations. Veuillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sincères salutations.

Cathy Baptista, ing., M.Ing., MBA



Québec, le 14 octobre 2004

Madame Cathy Baptista, ing., M. Ing., MBA
Stabilis Inc.
3333, Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2

Objet : Re : Demande d'information de la part de Stabilis Inc.

Madame Baptista,

Nous avons bien reçu votre demande d'information concernant le projet de terminal méthanier Rabaska. Nous désirons bien entendu, dans la mesure du possible, répondre à vos questions afin que vous puissiez compléter votre mandat avec exactitude.

Par contre, vous devez savoir qu'à la suite d'une résolution contre le projet adoptée par les membres du Conseil de ville de Lévis le 4 octobre dernier, nous sommes actuellement en réflexion sur l'avenir du projet. Nous analysons la portée de la décision des conseillers lévisiens et nous devons informer sous peu la population de la suite des choses.

De plus, certains des paramètres du projet sont encore à déterminer, étant donné que les études ne sont pas terminées et que la configuration des installations n'est pas arrêtée. Voici ce que nous sommes tout de même en mesure de vous répondre pour le moment :

- Volume de chacun des réservoirs de stockage de GNL
Voici les données techniques pour les réservoirs de stockage :
 - Quantité : 2
 - Volume: 160,000 m³
 - Technologie : Intégrité totale
 - Réservoir primaire : acier 9% Ni
 - Réservoir secondaire : béton précontraint
 - Isolation : fibre de verre, perlite, verre cellulaire
 - Rayon: 36 - 43 m
 - Hauteur: 46.5 – 52.9 m
 - Pression interne : Proche de la pression atmosphérique

- Dimensions du/des bassin(s) de rétention des réservoirs de GNL
 - Le réservoir secondaire en béton précontraint constitue le bassin de rétention des réservoirs de GNL. Nous attirons votre attention sur le fait que, contrairement au Projet d'Irving, les réservoirs du projet Rabaska seront de type "full containment" et non "single containment".
- Dimension de la plus grande retenue prévue en cas de déversement de GNL (si différent du bassin de rétention des réservoirs)
 - La deuxième enceinte en béton constitue le bassin de rétention des réservoirs. Un troisième niveau de rétention est actuellement à l'étude.
- Confirmation que les canalisations cryogéniques pour acheminer le GNL de la jetée au terminal seront souterraines
 - La solution préconisée actuellement est une ligne de déchargement souterraine. Des études sont en cours afin de déterminer la faisabilité technique de cette solution selon la nature du sol sur le site choisi.
- Coordonnées d'une personne-ressource au sein du Projet Rabaska que nous pourrions contacter dans l'éventualité d'autres questions
 - Pour toute question, vous pouvez contacter M. Olivier Denoux au numéro suivant : (514) 598 3006.

En espérant le tout conforme, je vous prie de recevoir, Madame Baptista, mes salutations distinguées.



Glenn Kelly
Directeur de projet
Rabaska

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE C

« Guide de gestion des risques d'accidents industriels majeurs » (CRAIM, 2002)

**Méthodes de calcul du
scénario normalisé du
*United States Environmental
Protection Agency (EPA)***

**Traduction d'extraits du
« RMP Offsite Consequence Analysis Guidance »**

CRAIM



Guide
de gestion des risques
d'accidents industriels majeurs
à l'intention des municipalités et de l'industrie

Annexe

6

Avertissement

La présente annexe consiste en une traduction d'extraits du document « *Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis* » de l'*Environmental Protection Agency*, identifié EPA 550-B-99-009, April 1999. Toutes les références contenues dans cette annexe se rapportent donc à ce document.

Note :

La traduction qui suit a été effectuée par Monsieur Pierre Frattolillo, directeur général de l'Association industrielle de l'est de Montréal. Les textes ont fait l'objet d'une révision par Monsieur Jean-Paul Lacoursière et par des représentants de la Ville de Montréal-Est.

La révision de l'édition 2002 du présent guide a été effectuée par Robert Reiss, Environnement Canada, avec l'assistance de Jean-Paul Lacoursière.

4.1.4 Émission confinée de substances pures, liquides à température ambiante et à pression atmosphérique

Si le déversement est limité à l'intérieur d'un bassin de rétention, la surface de ce bassin sera utilisée comme surface de la nappe de liquide, pour calculer le taux d'émission dans l'atmosphère par évaporation, dans des conditions de vitesse de vent de 1,5 mètre par seconde :

Équation 8 : $QR = 1,4 \times LFA \times A$

où

QR = taux d'émission (livres par minute)

LFA = facteur de liquide à température ambiante (25°C) (tableau 6.6)

A = surface de la nappe de liquide endiguée (pieds carrés)

On supposera alors que la quantité totale de substance rejetée dans l'atmosphère durant les dix premières minutes de l'évaporation sera impliquée dans l'explosion, et ce, avec une efficacité de 10 %.

La quantité totale de substance ainsi évaporée, durant les dix premières minutes, sera donc :

Équation 16 : $Q_{10\text{min}} = QR \times 10 \text{ minutes}$

Utiliser cette quantité à la table de référence 6.13, pour déterminer le rayon d'impact de l'explosion de cette quantité de substance inflammable.

On doit s'assurer que le volume de liquide ne soit pas supérieur au volume du bassin de rétention. Si c'est le cas, il faudra estimer le volume en excès et calculer la surface d'une nappe de 1 cm d'épaisseur qui sera générée par ce volume et additionner cette surface à la surface du bassin de rétention pour calculer le taux d'émission. Le taux d'émission sera calculé comme pour les liquides toxiques à la section 2.3.

4.1.5 Gaz inflammables liquéfiés, uniquement par réfrigération

On doit supposer que la quantité totale du gaz liquide se déverse instantanément et que la nappe de liquide, à son point d'ébullition, s'évapore selon les mêmes conditions qu'à la section 1.3.

Si le déversement est limité à l'intérieur d'un bassin de rétention, la surface de ce bassin sera utilisée comme surface de la nappe de liquide pour calculer le taux d'émission dans l'atmosphère par évaporation, dans des conditions de vitesse de vent de 1,5 mètre par seconde :

Équation 9 : $QR = 1,4 \times LFB \times A$

où

QR = taux d'émission (livres par minute)

LFB = facteur de liquide en ébullition (> 25°C) (tableau 6.7)

A = surface de la nappe de liquide endiguée (pieds carrés)

On supposera alors que la quantité totale de substance rejetée dans l'atmosphère durant les dix premières minutes de l'évaporation sera impliquée dans l'explosion, et ce, avec une efficacité de 10 %.

La quantité totale de substance ainsi évaporée, durant les dix premières minutes, sera donc :

Équation 16 : $Q_{10\text{min}} = QR \times 10 \text{ minutes}$

Utiliser cette quantité à la table de référence 6.13 pour déterminer le rayon d'impact de l'explosion de cette quantité de substance inflammable.

TABLEAU 6.6A - DONNÉES POUR LES LIQUIDES INFLAMMABLES

No CAS	Nom de la substance chimique	Poids Moléculaire	Limites d'inflammabilité (Vol %)			LEL (mg/l)	Facteur de liquide		Facteur de densité (DP)	Facteur de volume liquide	Table de référence	Facteur de foudre (PF)
			Inférieure (LFL)	Upper (UEL)			Ambient (LFL)	Evolution (LFL)				
71-43-2	benzène	78.11	1.4	7.1		45	0.02	0.14	0.56	42	Derne	4.4
75-64-9	butylène tertaire (isobutylène vert)	72.11	1.7	8.9		51	0.07	0.14	0.71	33	Derne	4.5
110-82-7	cyclohexane	84.16	1.3	8.0		45	0.02	0.14	0.63	37	Derne	4.9
107-26-2	dichlorure d'éthylène	98.96	6.2	5.0		250	0.02	0.16	0.39	60	Derne	1.4
86290-81-5	essence (carburants pour moteur d'automobile)	94.98	1.1	6.7		41	0.05	0.16	0.68	34	Derne	5.1
100-41-4	éthylbenzène	106.2	1.0	6.7		43	0.0025	0.14	0.56	42	Derne	4.2
8006-14-2	gaz naturel liquéfié ^a	16.04	5.0	15.0		33	N/A	0.15	1.1		Biopent	5.6
8020-30-6	naphta ^a	94.99	1.1	6.7		41	0.05	0.16	0.68	34	Derne	4.1
75-18-3	sulfure de diméthyle	62.1	2.2	19.7		56	0.09	0.13	0.57	41	Derne	4.5
108-88-3	toluène	92.14	1.2	7.1		45	0.01	0.14	0.56	42	Derne	4.3
1330-20-7	xylènes	106.2	1.1	7.0		48	0.0022	0.14	0.56	42	Derne	4.2

Équations :

LFA = $0,284 \times (\text{poids moléculaire})^{0.78} \times \text{pression de vapeur (mm Hg)} / (82,05 \times 298)$ LFB = $0,284 \times (\text{poids moléculaire})^{0.78} \times 760 / (82,05 \times \text{point d'ébullition (K)})$ DF = $1 / (\text{densité (lb / p}^3) \times 0,033)$ LLE = $132,2 \times 6,4516 \text{ E-4} \times 0,1594 \times 0,8 \times (2 \times 9,8) \times \text{densité liquide (kg/m}^3)$ PFF = $\text{chaleur de combustion (J/kg)} \times (0,0001 / (5\,000 \times p [\text{chaleur de vaporisation (J/kg)} + \text{chaleur spécifique (J/kg K)} \times (\text{température d'ébullition (K)} - 298)]))^{0.78}$

$$\text{PFF} = \text{H}_c \times \sqrt{0,0001 / (5000 \pi \times [\text{H}_y + \text{C}_p (\text{T}_g - 298)])}$$

Note :

a = Mêmes données que le méthane

b = Mêmes données que le carburant automobile

8 avril 2000

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE D

« Revue de littérature – Terminaux de GNL et conséquences d'accidents majeurs »



Stabilis

3333 Queen Mary, bureau 580
Montréal (Québec) H3V 1A2
Info @ stabilis.ca

Téléphone : 514.940.1230
Télécopieur : 514.940.3435
www.stabilis.ca

Revue de Littérature –

Terminaux de GNL et conséquences d'accidents majeurs

Préparée pour :

Ville de Beaumont,
Comité aviseur – Projet Rabaska

Rapport : SC – 518-2004P1

Préambule

La firme Stabilis a été mandatée par la municipalité de Beaumont afin d'assister le comité aviseur au niveau de l'analyse des risques associés au projet Rabaska. Le mandat octroyé à Stabilis est divisé en 2 phases :

- La phase 1 dont le présent document fait partie consiste à réaliser une revue de la littérature de tous les projets de terminaux méthaniers existants et en développement dans le monde. À cette revue des projets, s'ajoute la révision scientifique des outils qui sont utilisés dans l'évaluation des conséquences d'accidents industriels majeurs.
- La phase 2 consistera à développer des scénarios d'accidents et à vérifier les conséquences sur l'environnement et sur la population locale du projet Rabaska.

Pour les éléments de la phase 1, nous avons passé en revue près d'une dizaine de projets actuellement en opération et en cours de développement ainsi que la littérature scientifique relative aux analyses de conséquences (modèles, logiciels, perception de risque). Pour chacun des projets majeurs sélectionnés, les éléments suivants ont été analysés :

- mécanisme d'approbation des projets au Canada;
- résumé des exigences des organismes gouvernementaux;
- résumé des scénarios de catastrophe évalués;
- outils de calcul et de modélisation.

Puisqu'un accident impliquant un méthanier pourrait représenter un facteur de risque non négligeable pour l'environnement immédiat, une section du présent document traite des conséquences possibles reliées à un déversement de méthanier en milieu aquatique.

Il est entendu que cette étude ne constitue pas une opinion légale. Les informations et les opinions fournies dans ce rapport ont été compilées au seul bénéfice du comité aviseur de la Ville de Beaumont en regard du projet Rabaska. Aucune autre partie ne peut utiliser en totalité et/ou en partie ce rapport sans le consentement écrit de Stabilis Inc.

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Le gaz naturel liquéfié (GNL) en bref	1
1.2	Le GNL en Amérique de Nord en bref.....	1
1.3	Comportement d'un déversement de GNL.....	1
1.4	Zones d'exclusion et niveaux d'alerte en bref	2
1.4.1	Dispersion.....	2
1.4.2	Radiation thermique	2
1.5	Portée de la revue de littérature	3
2	Projets canadiens de terminaux de GNL	4
2.1	Survol des projets.....	4
2.2	Bear Head, Nouvelle-Écosse	5
2.2.1	Documents consultés	5
2.2.2	Description du projet.....	6
2.2.3	Cadre réglementaire.....	6
2.2.4	Évaluation des conséquences.....	7
2.2.5	Conditions relatives à l'approbation de l'étude environnementale	12
2.3	Canaport, Nouveau-Brunswick.....	13
2.3.1	Documents consultés	13
2.3.2	Description du projet.....	14
2.3.3	Cadre réglementaire.....	14
2.3.4	Évaluation des conséquences.....	15
2.3.5	Conditions relatives à l'approbation de l'étude environnementale	22
2.4	Tendances observées	24
3	Projets américains de terminaux de GNL	25
3.1	Survol des projets.....	25
3.2	Hackberry, Louisiane.....	26
3.2.1	Documents consultés	26
3.2.2	Description du projet.....	26
3.2.3	Evaluation des risques	28

3.3	Freeport, Texas	31
3.3.1	Documents consultés	31
3.3.2	Description du projet.....	31
3.3.3	Evaluation des risques	32
3.4	Tendances observées	35
4	Modèles d'analyse des conséquences pour déversements de GNL sur l'eau	37
4.1	Fay (2003).....	37
4.2	Quest (2001)	38
4.3	ABS Consulting Inc. (2004).....	40
4.3.1	Documents consultés	40
4.3.2	Description du mandat de ABS Consulting	41
4.3.3	Révisions au rapport de ABS Consulting	41
4.3.4	Débit du déversement	42
4.3.5	La propagation d'une nappe non confinée de GNL sur l'eau	43
4.3.6	Taux d'émission pour des déversements sur l'eau	44
4.3.7	Radiation thermique d'un feu de la nappe de GNL	45
4.3.8	Dispersion de vapeurs inflammables.....	47
4.3.9	Transitions rapides de phase	47

1 Introduction

1.1 Le gaz naturel liquéfié (GNL) en bref

- Le GNL est la forme liquide du gaz naturel soumis à une basse température (-165 °C);
- le GNL est composé en majorité de méthane, mais il contient aussi de l'éthane, du propane et d'autres gaz liquides;
- le GNL est sans couleur ni odeur, non toxique et non corrosif;
- la transformation du gaz naturel en forme liquide (GNL) réduit le volume par (un facteur de ?) 600, ce qui rend son emmagasinage et son transport sur de grandes distances plus économique et facile;
- lorsque vaporisé, le GNL brûle dans l'air à partir d'une concentration qui varie de 5 % à 15 %. La limite inférieure d'inflammabilité (LII) est donc de 5 %;
- le GNL est importé en Amérique du Nord par des méthaniers à double coque (environ 130 bateaux sont en opération au monde);
- aucun accident majeur ou problème de sécurité concernant les méthaniers n'a été répertorié dans les 40 dernières années (33 000 voyages).

1.2 Le GNL en Amérique de Nord en bref

En septembre 2004, quatre terminaux de GNL étaient en opération en Amérique du nord (excluant le terminal au Porto Rico). Ceux-ci disposaient d'une capacité de livraison de 88 millions de m³ de gaz par jour et des plans d'expansion pour un autre 73,6 millions de m³ par jour. De plus, sept projets de GNL avec une capacité totale de 215 m³ par jour ont été approuvés au Canada, aux États-unis et au Mexique.

1.3 Comportement d'un déversement de GNL

Lors d'un déversement accidentel, le GNL forme une nappe qui se propage sous l'influence de diverses forces. Pendant que la nappe de GNL se propage, la chaleur transférée par l'eau pour un déversement marin ou par les structures de confinement/retenue pour un déversement terrestre, causera l'évaporation du liquide. Si ces vapeurs inflammables entrent en contact avec une source d'inflammation, une nappe de feu se produit. Le feu au-dessous sera alimenté par l'évaporation du GNL. Les flammes émettent de la radiation thermique qui peut endommager, entre autres, les bâtiments et blesser des gens à une certaine distance du feu.

Sur l'eau, une nappe de GNL se propage et brûle rapidement, mettant fin aux dangers des radiations thermiques assez rapidement. Par contre, si la nappe de GNL n'entre pas en contact immédiatement avec une source d'inflammation, les vapeurs inflammables se mélangeront avec l'air ambiant et se disperseront dans la direction des vents. Dans ce cas, si le nuage inflammable prend feu, un feu soudain et très localisé (*flash fire*) peut se produire. Seules les sections du nuage de vapeurs qui ont une concentration plus grande que la limite inférieure d'inflammabilité (LII) brûleront. Les vapeurs se consumeront rapidement, enflammant tout dans leur passage, vers la source (i.e. la nappe de GNL). Cependant, si les vapeurs de GNL n'entrent pas en contact avec une source d'inflammation, les vapeurs peuvent atteindre de très longues distances jusqu'à elles soient complètement dispersées à des niveaux sous la LII. Une transition rapide de phase peut aussi avoir lieu pendant un déversement de GNL, quand une portion de la nappe se transforme de liquide en gaz quasi instantanément. Cette vaporisation libère très rapidement des vapeurs de GNL dans l'air et peut générer une surpression. Cette vaporisation peut aussi augmenter la distance nécessaire pour atteindre le LII et affecter la taille de la nappe enflammée. Une transition rapide de phase est un phénomène que la communauté scientifique ne semble pas encore très bien expliquer lors de déversements de GNL.

1.4 Zones d'exclusion et niveaux d'alerte en bref

1.4.1 Dispersion

Pour les calculs des distances de dispersion, le niveau d'alerte est parfois fixé à LII (concentration de 5 % de GNL dans l'air). Il y a certaines données motivant ce choix dans le *EPA Risk Management Rule* (40 CFR 68). Toutefois, le niveau d'alerte est souvent établi à $\frac{1}{2}$ LII pour prendre en considération des poches de gaz plus concentrées qui peuvent se former lors d'un vrai déversement. La norme de $\frac{1}{2}$ LII est aussi supportée par 49 CFR 193 qui utilise une concentration de GNL de 2,5 % dans l'air pour établir les zones d'exclusion pour des installations terrestres. La norme canadienne CSA Z276-01 ne spécifie aucun niveau d'alerte explicite pour les calculs de dispersion.

1.4.2 Radiation thermique

Pour les modélisations de radiation/flux thermiques, les normes CSA Z276-01 et NFPA 59A établissent les niveaux d'alerte à 5 kW/m², 9 kW/m² et 30 kW/m² pour les zones d'exclusion, selon les paramètres suivants :

- 5 kW/m² : interdiction d'établir des zones dans lesquelles le public peut se rassembler en groupes supérieurs à 50 personnes (par exemple des parcs);
- 9 kW/m² : dans les zones résidentielles;
- 30 kW/m² : dans les limites des sites où se trouvent des installations de GNL.

Ces niveaux d'alerte sont basés sur les conséquences suivantes :

- 5 kW/m² : possibilité de brûlure au second degré de la chair exposée, après 30 à 60 secondes;
- 9 kW/m² : inflammation du bois après une exposition prolongée, mais peu de risque de dommage pour l'équipement;
- 30 kW/m² : inflammation rapide du bois et dommage pour l'équipement.

1.5 Portée de la revue de littérature

L'objectif principal de cette revue de littérature est de dégager les tendances des projets de terminaux méthaniers projetés en Amérique du Nord, dans un contexte d'étude des conséquences d'accidents majeurs.

Pour ce faire, les projets de terminaux terrestres de GNL déjà approuvés au Canada et aux États-Unis ont été soigneusement examinés. Plus particulièrement, leur contexte réglementaire, les conditions d'approbation et l'analyse des conséquences (dispersion de vapeurs inflammables et radiation thermique) pour des déversements de GNL sont rapportés dans cette revue de littérature.

Les travaux de Quest Consulting Inc. (octobre 2003) pour M. Don Juckett, directeur de l'*Office of Natural Gas and Petroleum Import/Export Activities, U.S. Department of Energy*, et de ABS Consulting Inc. (mai 2004) pour la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis ont retenu l'attention au chapitre des études de conséquences des déversements de GNL sur l'eau. Un résumé de leurs constatations est donc présenté dans cette revue de littérature. De plus, une synthèse des principes du modèle de Fay (2003) y est aussi incluse puisque son algorithme de propagation des nappes de GNL sur l'eau est le fondement de la plupart des modèles existants (Lehr 2003); il est souvent cité comme point de comparaison pour d'autres modèles dans la littérature.

2 Projets canadiens de terminaux de GNL

2.1 *Survol des projets*

Sept projets de terminaux de GNL sont présentement proposés au Canada.

(1) **Ridley Island** (Prince Rupert), Colombie-britannique

- Statut : proposé
- Coût estimé : < 300 M\$
- Volume projeté : 8,5 millions m³/jour
- Année d'opération : 2009
- WestPac Terminals, Moneta Capital Partners Ltd.

(2) **Kitimat**, Colombie-britannique

- Statut : proposé
- Coût estimé : 300 M\$
- Volume projeté : 9,6 millions m³/jour
- Année d'opération : 2008
- Galvenston LNG

(3) **Rabaska** (Ville - Guay/Beaumont), Québec

- Statut : en développement
- Coût estimé : 700 M\$
- Volume projeté : 14 millions m³/jour
- Année d'opération : 2009
- Gaz Métro, Gaz de France, Enbridge Inc.
- Site web : www.rabaska.net

(4) **Gros Cacouna**, Québec

- Statut : en développement
- Coût estimé : 660 M\$
- Volume projeté : 14 millions m³/jour
- Année d'opération : 2009
- TransCanada, Pétro-Canada
- Site web : www.energiecacouna.ca

(5) **Canaport**, Nouveau Brunswick

- Statut : approuvé
- Coût estimé : 750 M\$
- Volume projeté : 28 millions m³/jour
- Année d'opération : 2007
- Irving Oil Ltée

(6) **Bear Head**, Point Tupper, Nouvelle-Écosse

- Statut : approuvé
- Coût estimé : 500 M\$
- Volume projeté : 28 millions m³/jour
- Année d'opération : 2007
- Anadarko Petroleum (a fait l'acquisition de Access Northeast Energy)
- Site web: www.anadarko.com/global_activities/north_america/bearheadlng.asp

(7) **Goldboro**, Nouvelle-Écosse

- Statut : proposé
- Coût estimé : 400 millions US\$ (terminal de GNL + usine pétrochimique)
- Volume projeté : 14 millions m³/jour 2007
- Année d'opération : 2007
- Keltic Petrochemicals Inc

2.2 Bear Head, Nouvelle-Écosse

2.2.1 Documents consultés

- ANEI. Environmental Assessment for the Proposed LNG Terminal, Bear Head Nova Scotia – Introduction. (Projet no NSD17393). Mai 2004
http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea/LngTerminal/Section_1.pdf (8 pages)
- ANEI. Environmental Assessment for the Proposed LNG Terminal, Bear Head Nova Scotia – Risk Assessment Summary. (Projet no NSD17393). Mai 2004
http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea/LngTerminal/Section_3.pdf (6 pages)
- ANEI. Environmental Assessment for the Proposed LNG Terminal, Bear Head Nova Scotia – Summary and Conclusions. (Projet no NSD17393). Mai 2004
http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea/LngTerminal/Section_9.pdf (8 pages)

- Jacques Whitford Environment Limited. Portée de l'évaluation environnementale du projet de terminal de GNL de Bear Head. (Projet no NSD17393). 12 mars 2004
<http://www.ceaa.gc.ca/050/documents/1253/1253f.pdf> (43 pages)
- LRNA. Bear Head LNG Terminal – Appendix C: Risk Assessment Component Study. (R 7844 – 1-0). Lloyd's Register North America. 12 mars 2004,
http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea/LngTerminal/Appendix_C.pdf (184 pages)
- Nova Scotia Environment and Labour (“NSEL”) – Environmental Assessment Approval: Bear Head LNG Terminal- Access Northeast Energy Incorporated, Proponent. 9 août, 2004.
http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea/LngTerminal/LngTerminal_Conditions.pdf (4 pages)
- www.ane-inc.com/bearhead/

2.2.2 Description du projet

Access Northeast Energy Inc. (ANEI) est une compagnie qui fait partie de l'infrastructure énergétique canadienne. Elle envisage de construire et d'opérer des installations de gaz naturel liquide à Bear Head, dans le Déroit de Canso en Nouvelle-Écosse. Le terminal de GNL de Bear Head sera composé de trois composantes principales : installations de déchargement des méthaniers, aire de stockage de GNL (réservoirs) et aires de regazéification. La zone d'amarrage ainsi que la jetée seront conçues pour des méthaniers d'une capacité maximale de 250 000 m³. Les réservoirs de GNL auront une capacité individuelle de 180 000 m³. La phase initiale de développement fait appel à deux réservoirs alors qu'un troisième ne sera construit que lorsque les conditions du marché seront favorables (phase II). Les installations seront raccordées au gazoduc *Maritimes and Northeast Pipeline* (M&NP) destiné aux marchés de gaz naturel de l'Est du Canada et du Nord-Est américain. Selon ANEI, le terminal GNL de Bear Head aura une capacité de production commerciale de 28 millions de m³ par jour en novembre 2007 avec un potentiel d'expansion de plus de 42,4 millions de m³ par jour en phase II.

2.2.3 Cadre réglementaire

Le projet est assujéti à une évaluation environnementale fédérale et provinciale.

L'évaluation environnementale fédérale est réglementée sous la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et ses règlements connexes. À la suite du dépôt du Document de description du projet fait le 31 octobre 2003, Pêches et Océans Canada (MPO) a été identifié comme étant l'Autorité responsable (AR), puisque sous la *Loi sur la protection des eaux navigables* (LPEN) une approbation pour la jetée et les installations d'amarrage est nécessaire. Cependant, depuis le 31 mars 2004, les responsabilités administratives de la LPEN ont été transférées à Transport Canada. Pêches et Océans Canada continuera néanmoins de gérer l'évaluation environnementale pendant une période de transition. Les ministères experts pour le

projet Bear Head sont Pêches et Océans Canada, Environnement Canada et l'Office national de l'énergie.

L'évaluation environnementale en Nouvelle-Écosse est règlementée sous le *Environment Act* et *Environmental Assessment Regulations*. Les projets assujettis sont divisés en deux classes : Classe I et Classe II. Fait partie de la classe I (et nécessite une évaluation environnementale) une installation de stockage avec une capacité de 5 000 m³ et plus pour l'entreposage de liquides ou des substances gazeuses incluant des hydrocarbures ou des produits chimiques. Puisque la capacité d'entreposage proposée du terminal Bear Head est de 180 000 m³ de GNL, une évaluation environnementale est donc requise. De plus, d'autres approbations provinciales sous l'*Environmental Act (Activities Designation Regulations)* seront nécessaires, dont une approbation industrielle.

Nova Scotia Department of Environment and Labour (NSDEL), Pêches et Océans Canada et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ont conjointement conclu une entente fédérale-provinciale en matière d'évaluation environnementale. Ainsi, les préoccupations de tous les intervenants ont été incluses dans l'évaluation environnementale. L'entente décrit l'intention des parties de déléguer la préparation de l'évaluation environnementale à l'auteur de la proposition, soit ANEI. Les parties signataires de l'entente ont préparé le *Scope of the Environmental Assessment for the Proposed Bear Head LNG Terminal* (Document d'orientation) qui précise les éléments devant figurer dans l'évaluation environnementale.

Dans le Document d'orientation, Pêches et Océans Canada indique que, sous la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, son autorité législative se limite aux infrastructures marines pour le projet de Bear Head. Le NSDEL a alors indiqué qu'il ferait une évaluation du projet en entier même si la juridiction provinciale est généralement limitée aux composantes terrestres.

Le projet de terminal GNL à Bear Head, Nouvelle-Écosse, proposé par Access Northeast Energy Inc., a été approuvé par le Nova Scotia Department of Environment and Labour le 9 août 2004. L'approbation est assujettie aux conditions et restrictions énumérées à la section 2.2.5 de ce rapport.

2.2.4 Évaluation des conséquences

ANEI a mandaté Lloyd's Register North America Inc (LRNA) pour l'évaluation des risques du terminal de GNL à Bear Head. L'étendue de l'analyse couvre la jetée, le transfert par gazoduc, le stockage de GNL et les aires de vaporisation. La modélisation de radiation thermique et de dispersion des vapeurs inflammables a été entreprise avec BREEZE HAZ de Trinity Consultants (qui inclut entre autres DEGADIS) et FRED de Shell Global Solutions.

Les conditions suivantes ont été utilisées pour modéliser les différents scénarios :

- Température ambiante : 21 °C
- Température du sol : 21 °C
- Vitesse du vent :
 - 0,5 m/s (minimum dans BREEZE)
 - 5 m/s (pour calculs de jets de feu)
- Taux d'humidité : 50 %
- Stabilité atmosphérique Pasquill : F
- Rugosité du sol : 0,01 m

DÉVERSEMENT DANS LES PUISARDS DE RETENUE (*SUMPS*)

Les impacts potentiels de déversements de GNL dans les puisards de retenue des zones de confinement des réservoirs de stockage, de l'aire de traitement et de la jetée ont été modélisés.

Les dimensions du puisard de retenue pour un des réservoirs de GNL sont de 10 m X 10 m X 6 m. Les dimensions de ceux de l'aire de traitement et de la jetée sont identiques, soit 9 m X 2 m, mais ils ont été modélisés, pour des raisons inexplicées, comme étant de 6 m X 3 m.

Le *BREEZE HAZ Professional Confined GRI pool fire model* a été utilisé pour la modélisation de la radiation émise dans les deux scénarios. Il a été considéré que le feu ne dépasserait pas les dimensions des puisards de retenue. Les résultats des modélisations présentés au Tableau 1 démontrent que les effets de radiation ne seront pas ressentis à l'extérieur des limites du Terminal Bear Head.

Tableau 1

Puisard de retenue	Réservoir GNL	Jetée ou aire de traitement
Dimensions du déversement	10m X 10 m X 0.5 m	6 m X 3 m X 0.5 m
30 kW/m ²	18 m	7 m
9 kW/m ²	35 m	14 m
5 kW/m ²	47 m	19 m

Le logiciel DEGADIS (inclus dans BREEZE HAZ Professional) a été utilisé pour modéliser la dispersion de méthane des puisards de retenue. Le modèle de dispersion a considéré que la surface du GNL dans le puisard de retenue est ronde et de dimension équivalente à la surface totale du bassin de rétention (i.e. un rayon de 5,64 m pour une surface égale à 10 m X 10 m). La durée du déversement a été fixée à 10 minutes au niveau du sol. Les résultats de dispersion sont présentés au Tableau 2.

Tableau 2

Puisard de retenue	Réservoir GNL	Jetée ou aire de traitement
Dimensions du déversement	$\pi (5,64 \text{ m})^2$	$\pi (2,39 \text{ m})^2$
LII	206 m	71 m
½ LII	252 m	107 m

DÉVERSEMENTS DANS LES BASSINS DE RÉTENTION DES RÉSERVOIRS

Les réservoirs de GNL à Bear Head vont être protégés par des murs de rétention conçus pour contenir le gaz en cas d'accident majeur ou de catastrophe. Les bassins de rétention ainsi formés par ces murs autour des réservoirs de GNL auront une dimension de 200 m X 200 m chacun. BREEZE HAZ Professional a calculé la distance maximale entre le centre du déversement/feu et les flux thermiques. Les résultats sont présentés au Tableau 3.

Tableau 3

Bassin de rétention	Réservoir GNL
Dimensions du déversement	200m X 200 m X 2 m
30 kW/m ²	254 m
9 kW/m ²	451 m
5 kW/m ²	586 m

La superposition de ces résultats à un plan du Terminal démontre que des niveaux de radiations supérieures à 30 kW/m² ne dépasseront pas les limites du terminal pour les trois emplacements des réservoirs de GNL. Cependant, des radiations de l'ordre de 9 kW/m² et de 5 kW/m² seront ressenties à l'extérieur des limites du terminal en cas de feu conséquent à un déversement majeur de GNL dans les bassins de rétention du parc de stockage. Toutefois, les effets de radiation auront un impact négligeable sur le public puisque seule la route peu fréquentée qui donne accès à Bear Island Cove serait possiblement affectée.

FUITES DANS LA CONDUITE DE GNL ENTRE LA JETÉE ET LES RÉSERVOIRS

Des fuites accidentelles de la conduite de GNL entre la valve d'arrêt urgence de la jetée et celle avant le premier réservoir, ont été modélisées. Les informations préliminaires de la conception estiment la longueur de cette section de conduite à 800 m avec un diamètre de 32" (813 mm).

Des fuites à partir d'orifices de 50 mm, 100 mm et 813 mm (rupture totale) ont été modélisées avec SLAB de BREEZE. Les scénarios de 50 mm et de 100 mm sont considérés comme des fuites typiques qui peuvent être causées par la chute d'objets, des vices de construction ou des défauts dans les matériaux. La rupture totale de la conduite est considérée comme étant le pire scénario. La durée des trois scénarios de fuite est de 10 minutes (standard CSA) et l'évaporation se fait à partir du sol humide. Les résultats de dispersion sont présentés au Tableau 4.

Tableau 4

Diamètre de la fuite	50 mm	100 mm	Rupture totale
LII	0 m	113 m	1,274 m
½ LII	0 m	232 m	2,128 m

Il est intéressant de noter qu'avec une fuite d'un diamètre de 50 mm, la limite inférieure d'inflammabilité n'est pas atteinte.

La radiation émise suite à l'inflammation de la nappe de GNL causée par une fuite de 100 mm et une rupture totale a été modélisée. Les résultats sont présentés au tableau suivant :

Tableau 5

Diamètre de la fuite	100 mm	Rupture totale
30 kW/m ²	10 m	50 m
9 kW/m ²	22 m	101 m
5 kW/m ²	31 m	135 m

JETS DE FEU DANS L'ÉQUIPEMENT DE REGAZÉIFICATION

Basées sur les informations recueillies dans la base de données de Lloyd's Register (*Consequence Data Base*), des fuites ont été modélisées pour les groupes d'équipements majeurs dans le processus de regazéification : les pompes à haute pression, les échangeurs et les recondenseurs de gaz d'évaporation.

Les jets de feu de GNL ont été modélisés comme étant du méthane avec le programme FRED de Shell. Pour ces scénarios, la vitesse du vent a été fixée à 5 m/s.

Pour les systèmes de gaz, la décroissance dans le taux d'émission a été estimée avec FRED afin de déterminer les changements dans la longueur de la flamme avec le temps. Un délai de 5 minutes a été considéré avant le déclenchement du système d'arrêt d'urgence/dépressurisation. Un débit constant a été considéré pour les écoulements de GNL. La décroissance de pression réelle est difficile à modéliser pour ces types de déversements puisque les gaz ont tendance à causer des détonations brusques (*flashes*) de liquide qui compensent, en partie, pour la baisse de pression engendrée par l'écoulement du liquide.

Les résultats des modélisations pour plusieurs largeurs d'orifice (3, 10, 100 mm, rupture totale) pour les différents groupes d'équipement sont fournis dans l'étude d'impact environnemental de Bear Head. La distance maximale pour atteindre la limite inférieure d'inflammabilité est de 438 m, ce qui correspond à un orifice de 100 mm dans un échangeur ou dans une pompe à haute pression.

DÉVERSEMENT À LA SUITE DU NAUFRAGE D'UN MÉTHANIER

Un scénario d'accident majeur impliquant un méthanier a été modélisé. Le scénario est basé sur le naufrage d'un méthanier standard dans la baie à proximité de la jetée. La pénétration de la coque causée par un bateau errant naufragé a servi de base pour cette modélisation.

La dispersion à la suite du déversement de GNL sur l'eau causé par un orifice de 0,5 m de diamètre dans le réservoir d'un méthanier a été modélisée par DEGADIS. La longueur maximale du nuage de vapeurs est présentée au Tableau 6.

Tableau 6

Méthanier	Réservoir GNL
Diamètre du trou	0,5 m
LII	544 m
½ LII	773 m

Il a été jugé peu probable qu'un nuage inflammable à Bear Head puisse avoir les dimensions supposées par ces modélisations puisque des sources d'inflammation sont courantes dans le terminal (ex. : bureaux administratifs) et dans les zones peuplées (ex. : voitures et édifices). Au contact d'une source d'inflammation, les limites du nuage prendront feu et brûleront vers la source de GNL, c'est-à-dire la nappe de GNL sur l'eau à côté du méthanier.

Le diamètre maximal de la nappe de GNL sur la surface de l'eau à la suite d'un déversement subaquatique d'un méthanier de 35 000 m³ a été calculé à 180 m avec un modèle d'analyse numérique de dynamique des fluides. Les rayons d'impact thermique à la suite de l'inflammation de la nappe de GNL sur la surface de l'eau sont présentés au Tableau 7.

Tableau 7

Méthanier	Réservoir GNL
Dimensions du déversement	$\pi (90 \text{ m})^2$
30 kW/m ²	190 m
9 kW/m ²	368 m
5 kW/m ²	490 m

Il n'y a aucune industrie ou communauté assez proche du terminal pour être affectée par les radiations causées par l'inflammation de la nappe de GNL sur l'eau. Les aires peuplées se situent à plus de 5 km à l'est du terminal et au sud-ouest dans la direction de Guysborough County. De plus, avec les procédures obligatoires qui interdisent l'approche d'un méthanier sans être remorqué, le scénario d'un bateau errant dans la zone du terminal a été considéré non crédible.

2.2.5 Conditions relatives à l'approbation de l'étude environnementale

En plus de l'obtention de tous les permis, autorisations et approbations requis par les lois, règlements, normes, politiques ou standards municipaux, provinciaux et fédéraux avant le commencement de l'ouvrage, le *Nova Scotia Environment and Labour* (NSEL) a rédigé les modalités concernant l'approbation de l'étude environnementale du terminal de GNL à Bear Head.

Les conditions d'approbation peuvent se résumer ainsi :

- l'approbation est limitée au projet décrit dans le document d'enregistrement;
- l'approbation de l'étude environnementale expire après un délai de deux ans;
- Access Northeast Energy Inc. (ANEI) ne pourra pas transférer, vendre, louer, affecter ou disposer de cette approbation sans le consentement écrit du Ministre;
- un plan de protection environnementale (PEE) couvrant toutes les phases de construction et d'opération du terminal, devra être soumis par ANEI et approuvé avant le début des travaux. Les informations suivantes devront être incluses :
 - plan détaillé de la gestion des eaux pluviales;
 - programme de contrôle de la qualité des eaux de surface;
 - plan de protection et de compensation des zones humides;
 - programme de mitigation et suivi pour le Twayblade du sud (*Listera australis*);
 - plan de contrôle de poussières pendant la construction du terminal;
 - plan de gestion et de mitigation du bruit;
 - plan de gestion des déchets (minimisation des déchets, recyclage, gestion et manipulation des matières dangereuses);
 - plan de gestion du trafic (prévention et mitigation du bruit, de la poussière, et des impacts socio-économiques) durant la phase de construction;
 - plan de contingence archéologique à être exécuté en cas de trouvailles archéologiques (arrêt de travail, personnes-ressources);
 - plan de contingence en cas de déversement;
- ANEI devra participer, à la demande du NSEL, à des programmes de gestion de la qualité de l'air;
- ANEI devra effectuer, à la demande du NSEL, des contrôles de la qualité de l'air;
- ANEI devra former, à la demande du NSEL, un comité de liaison communautaire en partenariat avec le NSEL et des représentants municipaux et communautaires;
- ANEI devra fournir pour approbation au directeur régional du NSEL, un rapport final de mise hors service et d'abandon, six mois avant l'arrêt permanent du terminal.

2.3 Canaport, Nouveau-Brunswick

2.3.1 Documents consultés

- Jacques Whitford Environment Limited. Environmental Impact Statement – Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier. 23 mars, 2004
- Les conditions relative à l'approbation : Project de construction d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent de Irving Oil Limited juillet 2004

2.3.2 Description du projet

Irving Oil Limited entend aménager un terminal de gaz naturel liquéfié et un quai polyvalent à ses installations de Canaport, près de Saint-Jean. Le terminal fonctionnerait sur une base continue et aurait une capacité nominale de 28 millions de m³ par jour. Le quai servirait également à décharger l'émulsion de bitume (Orimulsion®) de navires-citernes pour la livrer au réservoir de stockage des installations de Canaport.

Ce projet consisterait en un quai à fonctions multiples ainsi qu'en une installation de GNL qui contiendrait une zone de traitement, des zones de confinement et des réservoirs de stockage de même qu'un pipeline de gaz naturel. Le pipeline de gaz naturel se prolongerait sur environ 9 km à partir de l'installation du GNL à la raffinerie. Les principaux procédés du terminal proposé sont les suivants : déchargement du GNL des méthaniers de GNL, déchargement de l'Orimulsion® des navires-citernes, stockage du GNL, vaporisation et transfert du gaz naturel, et transfert de l'Orimulsion® aux réservoirs.

Les installations de déchargement comprendraient des bras de déchargement de GNL et d'Orimulsion®. Un seul produit (le GNL ou l'Orimulsion®) serait déchargé à la fois au quai. Le quai peut accueillir des méthaniers d'une capacité maximale de 200 000 m³.

Les installations de stockage comprendraient trois réservoirs de stockage à confinement unique de 160 000 m³, chacun comprenant un réservoir interne en acier inoxydable et un réservoir externe en acier au carbone ou en béton. Les réservoirs seraient d'une pression nominale de 17,2 kPa et la pression serait maintenue à environ 13,8 kPa pendant le remplissage.

Les installations de regazéification comprendraient un vaporisateur à combustion submergé et une unité de traitement du vaporisat.

2.3.3 Cadre réglementaire

Ce projet relève de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* (87-83) de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* du Nouveau-Brunswick.

Conformément au *Règlement 87-83*, Irving a enregistré le projet le 25 juillet 2001. Le 14 décembre 2001, le ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux a décidé que le projet de Canaport nécessitait une étude d'impact environnemental.

Pêches et Océans Canada a établi le 19 novembre 2001 que, conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables* (LPEN), le projet devra faire l'objet d'un examen fédéral. Par conséquent, Pêches et Océans Canada a confié la responsabilité à Irving de soumettre un rapport d'étude approfondie (REA) conformément aux exigences de la LCEE et du *Règlement sur la liste d'étude approfondie*.

Le *Règlement sur la coordination fédérale* a identifié Pêches et Océans Canada comme autorité responsable (AR) et Transport Canada – sécurité maritime, Environnement Canada et Ressources naturelles Canada en tant que ministères experts. L'évaluation environnementale devra porter tout particulièrement sur la construction et l'exploitation du quai polyvalent et des installations de GNL.

Le Ministre provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux a formé un comité de révision technique (CRT) composé d'experts provenant de 15 organismes gouvernementaux afin d'assurer la révision fédérale-provinciale harmonisée de la Déclaration de l'impact environnemental (DIE). Le CRT a élaboré des directives finales pour l'étude d'impact, après avoir pris connaissance du document d'enregistrement initial, des informations supplémentaires fournies par Irving et des questions soulevées par le public.

Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement/rapport d'étude approfondie, aussi désigné sous le nom de Déclaration de l'impact environnemental (DIE), a été préparé et soumis par Irving Oil Limited concernant l'aménagement proposé d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et d'un quai polyvalent près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Les deux agences ont accepté d'effectuer l'examen public de l'étude de façon coordonnée. Les commentaires du CRT et le DIE ont fait partie d'une révision publique en juillet 2004. La période d'examen du gouvernement fédéral a coïncidé avec les consultations publiques.

À la lumière des informations fournies, le Conseil des ministres du Nouveau-Brunswick a décidé d'approuver le projet de terminal de GNL et de quai polyvalent proposé par Irving le 10 août 2004, sous réserve de 24 conditions (voir section 2.3.5).

2.3.4 Évaluation des conséquences

Les calculs de dispersion des vapeurs et de la radiation thermique à la suite d'un incendie ont été modélisés à l'aide des logiciels DEGADIS et LNGFIRE3.

La modélisation des nuages inflammables et des impacts thermiques a été réalisée pour les accidents suggérés par le CRT en plus des quatre scénarios exigés par la norme CSA Z276-01.

Cependant, pour les scénarios non standardisés, seuls trois cas ont été jugés crédibles par Irving et ses consultants.

Les conditions suivantes ont été utilisées pour modéliser les différents scénarios de risque :

- Température ambiante : 21 °C
- Température du sol : 26.7 °C
- Vitesse du vent :
 - 2,0 m/s (dispersion) : approuvé dans le code américain 49 CFR 193
 - 0,0 m/s (radiation thermique, cas exigés par la norme CSA Z276-01)
 - 9,0 m/s (radiation thermique, cas non exigés par la norme CSA Z276)
- Taux d'humidité : 50 %
- Stabilité atmosphérique Pasquill : F
- Rugosité du sol :
 - 0,1 m, terrain rocailleux et irrégulier autour des installations
 - 0,001 m, surface de l'eau (eau calme, sans vagues)

REJET DURANT UNE HEURE PAR LA CONNEXION INFÉRIEURE DU RÉSERVOIR DE STOCKAGE DANS LA SOUS-RETENUE DE L'ENCEINTE DE RETENUE

Pour ce scénario, le volume déversé par la connexion inférieure du réservoir de GNL pour une durée d'une heure a été estimé à 8 366 m³. Afin de contenir tout le volume déversé, une sous-retendue carrée de 65 m X 65 m X 2 m a été proposée. La composition du GNL utilisée pour les modélisations a été fixée à 95 % de méthane, 2 % d'éthane et 3 % de propane.

Le modèle de dispersion DEGADIS a été utilisé pour calculer la distance sous le vent jusqu'à la limite inférieure d'inflammabilité (LII). La production de vapeur découlant du contact entre le GNL froid et l'infrastructure tiède de la sous-retendue (murs et plancher) a été calculée à l'aide du modèle approuvé par le code américain 49 CFR 193. Les calculs de radiation thermique ont été effectués à l'aide du modèle LNGFIRE3. Les résultats sont présentés au Tableau 8.

Tableau 8

Sous-retendue	Réservoir GNL
Dimensions de la sous-retendue	65 m X 65 m X 2 m
LII	225 m
30 kW/m ²	86 m
9 kW/m ²	173 m
5 kW/m ²	232 m

DÉVERSEMENT À LA SORTIE D'UN RECONDENSEUR DES GAZ D'ÉVAPORATION

La durée du déversement a été fixée à 10 minutes. La norme exige que la modélisation porte sur une durée de 10 minutes, sauf si un temps plus court peut être justifié en raison de la présence de systèmes de surveillance et d'arrêt. Il a été considéré que le recondenseur contenait 34 m³ avant une rupture totale de la conduite de 61 cm de diamètre. La pression à l'intérieur du recondensateur a été fixée à 900 kPa.

À l'aide du logiciel CANARY de Quest Consultants Inc., il a été déterminé que le temps nécessaire pour un déversement du contenu liquide initial du recondenseur (34 m³) était de 7 secondes. Le scénario fixe ensuite le débit d'écoulement du recondenseur à 125 % du débit de sortie de gaz. Donc, la retenue de la zone de traitement a été dimensionnée pour qu'elle puisse contenir 125 % du rejet de gaz normal sur une période de 10 minutes en plus des 34 m³ du recondenseur (12 m X 12 m X 3 m).

La production de vapeur a été calculée comme dans le scénario précédent en prenant l'hypothèse que la retenue est en béton lourd et qu'un canal de 25 m y mène. Les résultats des modélisations sont présentés au Tableau 9

Tableau 9

Retenue redimensionné	recondenseur
Dimensions de la retenue	9.2 m X 9.2 m X 3 m
LII	213 m
30 kW/m ²	21 m
9 kW/m ²	42 m
5 kW/m ²	56 m

DÉVERSEMENT AU REFOULEMENT DE LA POMPE DE CHARGE/VAPORISATEURS

La durée du déversement a été fixée à 10 minutes. La norme exige que la modélisation porte sur une durée de 10 minutes, sauf si un temps plus court peut être justifié en raison de la présence de systèmes de surveillance et d'arrêt. Il a été considéré que le déversement se produit dans la retenue pour la zone des vaporisateurs ou qu'il se dirige vers celle-ci. Le diamètre de la conduite de refoulement de la pompe de surpression a été fixé à 25 cm et celui de l'alimentation du vaporisateur, à 20 cm. Il a été considéré qu'un collecteur de 45 cm reliait les deux systèmes. Même si le débit initial est élevé, il chute rapidement à un niveau que les

pompes peuvent maintenir. Donc, la majoration du débit à 125 % a été utilisée pour les mêmes raisons que dans le cas précédent.

Les principales différences entre le cas précédent et celui-ci sont la température du liquide rejeté (plus élevée pour la pompe de surpression) et le volume de liquide dans le recondensateur de gaz d'évaporation. Les résultats de la modélisation de dispersion et de radiation thermique sont présentés au Tableau 10.

Tableau 10

Retenue	Zone des vaporisateurs
Dimensions de la retenue	9.2 m X 9.2 m X 3 m
LII	224 m
30 kW/m ²	21 m
9 kW/m ²	42 m
5 kW/m ²	56 m

DÉFAILLANCE CATASTROPHIQUE D'UN RÉSERVOIR DE STOCKAGE DE GNL

Il a été considéré que le réservoir était rempli jusqu'à sa capacité nominale et fonctionnait à une pression de 14 kPa. La dispersion (à la demande du CRT) et les radiations thermiques ont été calculées comme dans le premier scénario. Les résultats sont présentés au Tableau 11.

Tableau 11

scénario	Réservoir de GNL
Volume du réservoir	160 000 m ³
LII	2 223 m
30 kW/m ²	207 m
9 kW/m ²	398 m
5 kW/m ²	530 m

Des quatre scénarios exigés par la norme CSA Z276-01, le seul niveau de radiation qui dépasse l'extérieur des limites de la propriété d'Irving (bord de l'eau exclu) est celui de 5 kW/m² qui est associé à un incendie dans la digue du réservoir de stockage de GNL. En vertu de la

norme, il ne peut y avoir de rassemblements de groupes de 50 personnes ou plus à l'intérieur de la zone définie par ce niveau de radiation au moment du choix du site de l'installation.

DÉVERSEMENT DE DIX MINUTES À PARTIR D'UN ORIFICE DE 5 CM DANS UNE CONDUITE DE TRAITEMENT (à la demande du CRT)

Deux cas ont été modélisés : (a) celui d'un orifice de 5 cm dans une conduite de déchargement d'un méthanier entraînant un déversement non confiné de GNL sur le sol, et (b) celui d'un orifice de 5 cm dans la conduite à haute pression, entre le refoulement de la pompe de surpression et les vaporisateurs.

Il a été considéré que le rejet de GNL était non confiné et que la nappe au sol atteint un diamètre maximal de 13,8 m avant l'interruption du déversement. Ce diamètre a été utilisé dans les calculs de dispersion et de radiation thermique.

Le rejet de GNL de la conduite à haute pression a produit un débit qui était similaire à celui de la rupture complète de la conduite en raison de la limitation à 125 % du débit de sortie normal. Les résultats des modélisations sont présentés au Tableau 12.

Tableau 12

Scénario	a	b
Diamètre maximal de la nappe de GNL	13,8 m	
LII	106 m	224 m
30 kW/m ²	43 m	21 m
9 kW/m ²	59 m	42 m
5 kW/m ²	70 m	56 m

DÉVERSEMENT DE GNL D'UN BRAS DE CHARGEMENT D'UN MÉTHANIER DANS LA RETENUE DU QUAI (10 MINUTES ET 1 MINUTE) (à la demande du CRT)

Des déversements d'une durée de 10 minutes et de 1 minute ont été modélisés en considérant une rupture dans le bras de déchargement de GNL du méthanier.

Il a été calculé que le débit de rejet à la suite de la rupture d'un bras de chargement de 41 cm serait de 2,5 m³/s, soit un rejet cumulatif de 1 500 m³ pour un déversement de 10 minutes. L'aire de retenue, basée sur une profondeur de 0,61 m, serait donc de 2 460 m² (50 m X 50 m X 0,61 m). De la même façon, les dimensions de la retenue pour un rejet d'une minute ont été

fixées à 16,2 m X 16,2 m X 0,61 m. Les résultats de dispersion et de rayonnement de feu des deux cas sont présentés au Tableau 13.

Tableau 13

Durée du déversement	10 minutes	1 minute
Dimension de la retenue	50 m X 50 m X 0.61m	16,2 m X 16,2m X 0,61m
LII	625 m	231 m
30 kW/m ²	132 m	59 m
9 kW/m ²	181 m	78 m
5 kW/m ²	215 m	92 m

Une durée de 10 minutes pour un rejet d'un bras de déchargement a été jugée improbable par Irving, car un arrêt du déversement surviendrait rapidement étant donné la présence de travailleurs sur le quai durant le déchargement et la présence de systèmes de détection et de sauvegarde sur le bras de déchargement.

DÉVERSEMENT DE GNL D'UN BRAS DE CHARGEMENT D'UN MÉTHANIER DANS L'EAU (10 MINUTES ET 1 MINUTE) (à la demande du CRT)

Ces scénarios sont identiques aux cas précédents, à l'exception que le GNL est déversé dans l'eau sans confinement. Les deux scénarios ont été jugés non crédibles par Irving puisque le système de retenue prévu pour le quai empêcherait le GNL d'être déversé sur l'eau.

Un modèle d'étalement par gravité sur une surface plate a été utilisé pour calculer le diamètre maximal de la nappe de GNL sur l'eau et le taux de production de vapeur subséquent nécessaire pour utiliser DEGADIS. Un déversement produira l'étalement de GNL sur un diamètre maximal de 95 m et de 88 m pour un déversement respectif de 10 minutes et d'une minute. Le taux d'évaporation maximal a été calculé à 1 333 kg/s pour un déversement de 10 minutes et à 1 125 kg/s pour un déversement d'une minute. Les résultats de dispersion et de radiation thermique pour ces deux cas sont présentés au Tableau 14.

Tableau 14

Durée du déversement	10 minutes	1 minute
Diamètre de GNL sur l'eau	95 m	88 m
LII	2 044 m	740 m
30 kW/m ²	209 m	207 m
9 kW/m ²	331 m	327 m
5 kW/m ²	405 m	400 m

DÉVERSEMENT DE MÉTHANIER (à la demande du CRT)

Un déversement rapide du contenu d'une cuve de 25 000 m³ d'un méthanier a été modélisé à la demande du CRT. Un modèle d'accroissement limité de la profondeur de la nappe de GNL a permis de calculer le rayon maximal de GNL répandu sur l'eau à 317 m avec un taux d'évaporation correspondant à 58 752 kg/s. Le GNL serait complètement évaporé en moins de 5 minutes. Les résultats de ce scénario sont présentés au Tableau 15.

Le rejet de GNL d'une ouverture de 5 m² dans une des cuves d'un méthanier, à la ligne de flottaison, a aussi été modélisé à la demande du CRT. Le modèle CANARY d'analyse de risque a calculé un taux de déversement de 17 720 kg/s sur une période de 310 secondes. Il a été estimé que 50 % du GNL de la cuve se retrouverait sous la ligne de flottaison et qu'en conséquence 12 500 m³ seraient déversés rapidement sur la surface de l'eau. Le GNL restant serait libéré à un débit plus faible. Le diamètre de la nappe de GNL a été établi à 198 m et celle-ci serait complètement évaporée en 6 minutes. Les résultats de la modélisation sont présentés au Tableau 15.

Tableau 15

Scénario de déversement	CUVE	ORIFICE DE 5 M ²
Diamètre de la nappe de GNL	317 m	198 m
LII	4 829 m	3 852 m
30 kW/m ²	616 m	451 m
9 kW/m ²	899 m	678 m
5 kW/m ²	1 099 m	835 m

Ce scénario a été jugé improbable étant donné l'historique des taux d'incidents reliés aux déplacements de méthaniers.

2.3.5 Conditions relatives à l'approbation de l'étude environnementale

En vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*, le lieutenant gouverneur du Nouveau-Brunswick, sous la recommandation du Ministre, a approuvé le projet de construction d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et d'un quai polyvalent présenté par Irving Oil, sous réserve des conditions ci-après résumées :

- Irving Oil Ltée doit obtenir tous les accords requis et se conformer à tous les codes applicables tout au long du projet;
- le projet doit être entrepris dans un délai maximal de trois ans;
- Irving doit soumettre, pour approbation avant la construction, au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux un plan de mise en œuvre décrivant comment elle respectera les obligations, les engagements, la surveillance et les mesures d'atténuation proposées dans la Déclaration de l'impact sur l'environnement (DIE) du 23 mars 2004. Si une modification est apportée, Irving doit :
 - demander la modification par écrit;
 - justifier chaque modification relative aux conditions particulières au site;
 - expliquer comment la modification comporte un niveau de protection environnementale équivalent ou supérieur à la mesure initiale;
 - soumettre au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux toute modification;
- la partie du présent accord portant sur le quai polyvalent s'applique uniquement à l'utilisation du quai polyvalent pour le déchargement du gaz naturel liquéfié et de l'Orimulsion®;
- un plan de protection de l'environnement (PPE) pour la construction et l'exploitation de l'installation doit être soumis, pour approbation, auprès du directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux avant le début de la construction;
- Irving doit obtenir l'approbation écrite de l'Autorité de pilotage de l'Atlantique quant à la pertinence et à la tenue de l'exercice de simulation (prévu à la section 5.14.5.1.2 de la DIE), avant le début de la construction du quai polyvalent;
- le Manuel du terminal maritime doit être soumis à la division Sécurité maritime de Transport Canada en vue d'une approbation écrite avant la première livraison de GNL ou de l'Orimulsion® au quai polyvalent. L'ébauche du plan doit être soumise à la Garde côtière canadienne, à l'Autorité portuaire de Saint-Jean, à l'Autorité de pilotage de l'Atlantique, à l'Association des pilotes du havre de Saint-Jean et à Sécurité maritime de Transports Canada, six mois avant le premier envoi à l'installation;
- un plan d'urgence détaillé en cas de pollution par les hydrocarbures doit être préparé par l'exploitant de l'installation et approuvé par le directeur général des Services

environnementaux du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, avant la première livraison de Orimulsion®;

- Irving doit subventionner un poste d'agent de la conformité et de la surveillance de l'environnement pendant la période de construction et de l'exploitation de l'installation;
- Irving doit établir une base de données de suivi et en soumettre une copie électronique chaque mois au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à l'agent de conformité et au Comité de liaison environnementale communautaire, afin qu'ils puissent suivre et documenter la conformité pendant la construction;
- Irving doit accroître le nombre de membres du Comité de liaison environnementale communautaire pendant la construction et l'exploitation du projet;
- la surveillance et l'évaluation de la circulation pendant la construction doivent être effectuées en consultation avec le Comité de liaison environnementale communautaire, le Service de police de Saint-Jean, la Division de la circulation et le service d'ingénierie de la ville de Saint-Jean;
- Irving doit prévoir un autre chemin d'accès au site à partir de la propriété de Canaport en cas d'urgence, avant l'exploitation de l'installation;
- les coûts liés à la formation initiale et continue annuelle des premiers intervenants dans des situations d'urgence touchant l'installation de GNL seront assumés par Irving. La formation doit être approuvée par le chef du Service d'incendie de Saint-Jean et doit être similaire aux programmes de formation américains;
- le plan d'intervention d'urgence doit être soumis au chef du Service d'incendie de Saint-Jean et au directeur de l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick, pour approbation avant le début d'exploitation de l'installation;
- Irving doit faire effectuer une évaluation des risques et de l'activité sismique du site avant l'achèvement de la conception finale du réservoir, et la soumettre, pour commentaires et approbation, au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux;
- **Irving doit tenir un registre continu des résultats des recherches sur le comportement du GNL et le soumettre à Environnement Canada chaque année. Irving doit adapter l'intervention d'urgence de l'installation, s'il y a lieu;**
- Irving doit établir un plan de sécurité du site de l'installation avant l'exploitation du terminal maritime et le soumettre pour approbation au directeur de la Sûreté et des préparatifs d'urgence de Transports Canada à Moncton, et au directeur général des Initiatives en matière de sécurité et d'urgence six mois avant l'exploitation de l'installation;
- **lorsque le choix de l'emplacement de l'équipement sera déterminé, et si la conception du terminal est sensiblement différente de celle décrite dans le DIE, la modélisation de l'analyse des conséquences effectuée par Quest Consultants Inc. pour l'étude**

préliminaire sur le choix de l'emplacement du terminal doit être reprise. Les résultats doivent être soumis au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à des fins d'approbation, avant le début de l'exploitation;

- des rapports opérationnels semi-annuels doivent être déposés auprès de l'inspecteur en chef des Services des chaudières dans les 45 jours suivant chaque période prenant fin le 30 juin et le 31 décembre;
- toutes les modalités et conditions ci-dessus font partie intégrante du présent accord, et l'accord, y compris toutes les modalités et conditions, s'applique au projet, quels que soient les droits des utilisateurs, locataires ou propriétaires subséquents;
- en cas de vente, de location ou de toute autre cession quelconque, ou d'un changement au contrôle du projet, ou d'une partie de celui-ci, le promoteur doit aviser par écrit le locataire, le contrôleur ou l'acheteur des conditions et faire parvenir au Ministre un avis écrit de cette location, de ce changement de contrôle ou de cette cession.

2.4 Tendances observées

- La tendance dans le cadre réglementaire des évaluations de projets de terminaux de GNL est vers une collaboration fédérale-provinciale. Les deux paliers de gouvernements développent conjointement des lignes directrices pour l'étude d'impact environnemental, qui devra être fournie par les promoteurs du projet pour approbation.
- La vitesse du vent (0 m/s) stipulée dans CSA Z276-01 pour les scénarios de radiation thermique est plus ou moins observée. Des limites de modélisations (vitesse minimum de 0,5 m/s pour BREEZE) et l'influence de normes américaines ont été citées comme justifications.
- Les scénarios dits en conformité avec les exigences de la norme CSA Z276-01 sont difficilement comparables d'un projet de terminal à un autre. Les scénarios requis par la norme peuvent être ouverts à plusieurs interprétations et sont très dépendants des équipements et de la configuration des installations proposées.
- Des scénarios autres que ceux dits exigés par la norme ont aussi été modélisés.
- Les scénarios de radiation thermique ont tous été évalués pour des flux de 5 kW/m², 9 kW/m² et 30 kW/m². Excluant les scénarios d'accident majeur impliquant un méthanier, les distances d'impact varient entre 19 m et 590 m (bassin de rétention du réservoir de stockage) pour un flux thermique de 5 kW/m².

- Les distances de dispersion des vapeurs inflammables ont été calculées à LII et/ou $\frac{1}{2}$ LII. Excluant les scénarios d'accident majeur impliquant un méthanier, les distances calculées pour atteindre une concentration de LII varient entre 70 m et 2 200 m (réservoir de stockage) dépendamment des scénarios.
- Des scénarios d'accident majeur impliquant un méthanier ont été considérés même s'ils ont été jugés non crédibles par les promoteurs étant donné l'historique des taux d'incidents reliés aux déplacements des méthaniers et les mesures de sécurité mises en place pour escorter les méthaniers. Selon les scénarios, les distances d'impact varient être 544 m et 4 800 m pour les vapeurs inflammables (LII) et entre 490 m et 1 000 m pour un flux thermique de 5 kW/m².
- Les conditions d'approbation des projets de terminaux méthaniers sont généralement axées sur la mise en place de programmes de gestion et de suivi de l'environnement et des mesures de sécurité durant la construction et l'exploitation des installations. La mise en place ou l'intégration de comités avec des représentants du public est aussi exigée.

3 Projets américains de terminaux de GNL

3.1 Survol des projets

Aux États-unis, le nombre de propositions de projets de terminaux de GNL monte en flèche. En Septembre 2004, il y avait 4 projets de terminaux de GNL approuvés par les autorités américaines, 25 autres propositions de projets et 6 projets annulés.

Les quatre terminaux existants sont les suivants :

- Cove Point LNG, Lubsby, Maryland (expansion planifié)
- Elba Island, Georgia (en expansion)
- Everett LNG, Massachusetts
- Trunkline LNG (expansion planifié)

Les six projets de terminaux annulés sont les suivants:

- Fairwinds LNG, Harpswell, Maine (annulé à cause de l'opposition locale)
- Hope Island LNG, Maine (annulé à cause de l'opposition locale)
- Humbolt Bay LNG, Eureka, Californie (annulé à cause de l'opposition locale)
- Mare Island LNG, Vallejo, Californie (annulé à cause des coûts, de la cédule de navigation et de l'opposition locale)
- New Jersey Energy Bridge, Belmar, New Jersey
- Tampa LNG, Floride

Un survol plus détaillé des terminaux existants et des projets de terminaux est présenté en l'annexe (informations valides jusqu'à fin août 2004). Le Natural Gas Intelligence Press Inc (http://intelligencepress.com/features/lng/terminals/lng_terminals.html) et la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (<http://www.ferc.gov/industries/gas/gen-info/horizon-lng.pdf>) publient mensuellement des mises à jour sur le portrait des importations de GNL en Amérique du Nord. Figure 1 présente le document produit par FERC pour le mois de septembre 2004.

3.2 Hackberry, Louisiane

3.2.1 Documents consultés

- FERC. Final Environmental Impact Statement for Cameron LNG (Docket No. CP02-374-000) 14 août, 2003

3.2.2 Description du projet

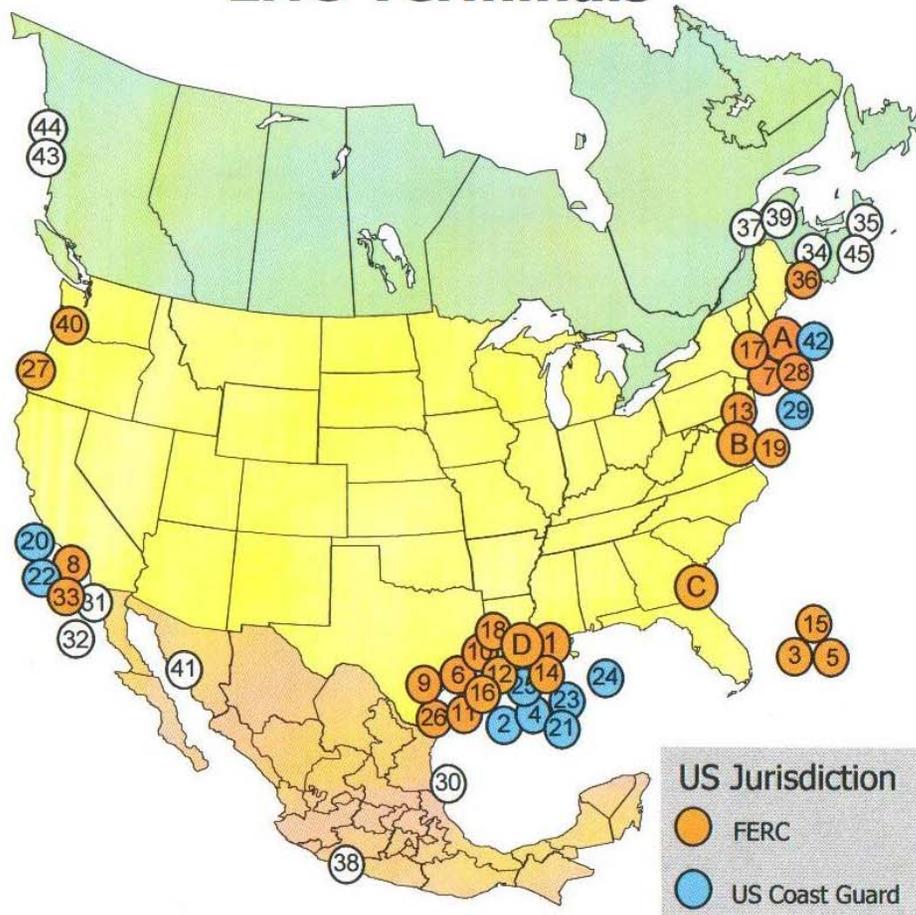
La déclaration d'impact environnemental (DIE) pour le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) Hackberry, en Louisiane, a été préparée par le *Federal Regulatory Commission* (FERC ou Commission) des États-Unis afin de se conformer aux exigences de la *National Environmental Policy Act* et du *Code of Federal Regulation, Title 18, Part 380*. Le but de la DIE est d'informer le public et les agences gouvernementales au sujet des impacts négatifs et bénéfiques potentiels du projet sur l'environnement; elle vise également à proposer des mesures de mitigation afin d'éviter ou de réduire les impacts négatifs significatifs.

Cameron LNG¹ propose de construire et d'exploiter un terminal de GNL ainsi qu'un nouveau gazoduc. Le terminal proposé de GNL revaporisera et transportera jusqu'à 440 000 mégawatts (MWh) par jour de GNL importé. Pour ce faire, Cameron LNG a demandé l'autorisation de la Commission de construire et d'opérer les installations suivantes :

- une rampe de mise à l'eau avec deux postes de d'accostage pour les navires équipés des trios bras de déchargement à liquides et un bras de retour de vapeur;
- trois réservoirs de stockage du GNL (120 000 m³ chacun);
- neuf pompes de première étape;
- dix pompes de deuxième étape;
- douze vaporisateurs à combustion submersibles;
- un système de compression et de condensation de gaz d'évaporation;
- système de circulation de GNL;

¹ Le 20 mai 2003, Sempra Energy LNG Corporation a avisé la Commission qu'elle avait acquis Hackberry LNG Terminal, LLC de Dynegy Midstream Services, Limited partnership et avait changé son nom pour Cameron LNG, LLC (Cameron LNG).

Existing and Proposed North American LNG Terminals



September 2004

* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas

Office of Energy Projects

Existing Terminals with Approved Expansions

- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (Tractebel – DOMAC)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion – Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso – Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 1.2 Bcfd (Southern Union – Trunkline LNG)

Approved Terminals

- 1 Hackberry, LA : 1.5 Bcfd, (Sempra Energy)
- 2 Port Pelican: 1.6 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 3. Bahamas : 0.84 Bcfd, (AES Ocean Express)*
- 4. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd, (El Paso Energy Bridge GOM, LLC)
- 5. Bahamas : 0.83 Bcfd, (Calypso Tractebel)*
- 6 Freeport, TX : 1.5 Bcfd, (Cheniere/Freeport LNG Dev.)

Proposed Terminals and Expansions – FERC

- 7. Fall River, MA : 0.8 Bcfd, (Weaver’s Cove Energy/Hess LNG)
- 8. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd, (Mitsubishi/ConocoPhillips – Sound Energy Solutions)
- 9. Corpus Christi, TX : 2.6 Bcfd, (Cheniere LNG Partners)
- 10. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
- 11. Corpus Christi, TX : 1.0 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
- 12. Sabine, TX : 1.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
- 13. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG – BP)
- 14. Lake Charles, LA: 0.6 Bcfd (Southern Union – Trunkline LNG)
- 15. Bahamas : 0.5 Bcfd, (Seafarer - El Paso/FPL)
- 16. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Occidental Energy Ventures)
- 17. Providence, RI : 0.5 Bcfd (Keyspan & BG LNG)
- 18. Port Arthur, TX: 1.5 Bcfd (Sempra)
- 19. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)

Proposed Terminals – Coast Guard

- 20. California Offshore: 1.5 Bcfd (Cabrillo Port – BHP Billiton)
- 21. Louisiana Offshore : 1.0 Bcfd (Gulf Landing – Shell)
- 22. So. California Offshore : 0.5 Bcfd, (Crystal Energy)
- 23. Louisiana Offshore : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
- 24. Gulf of Mexico: n/a (Compass Port - ConocoPhillips)
- 25. Gulf of Mexico : 2.8 Bcfd (Pearl Crossing - ExxonMobil)

Planned Terminals and Expansions

- 26. Brownsville, TX : n/a, (Cheniere LNG Partners)
- 27. Coos Bay, OR: 0.13 Bcfd, (Energy Projects Development)
- 28. Somerset, MA : 0.65 Bcfd (Somerset LNG)
- 29. Belmar, NJ Offshore : n/a (El Paso Global)
- 30. Altamira, Tamulipas : 1.12 Bcfd, (Shell)
- 31. Baja California, MX : 1.0 Bcfd, (Sempra & Shell)
- 32. Baja California - Offshore : 1.4 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 33. California - Offshore : 0.75 Bcfd, (Chevron Texaco)
- 34. St. John, NB : 1.0 Bcfd, (Canaport – Irving Oil)
- 35. Point Tupper, NS 1.0 Bcf/d (Bear Head LNG - Access Northeast Energy)
- 36. Pleasant Point, ME : 0.5 Bcf/d (Quoddy Bay, LLC)
- 37. Quebec City, QC : 0.5 Bcfd (Project Rabaska - Enbridge/Gaz Met/Gaz de France)
- 38. Lázaro Cárdenas, MX : 0.5 Bcfd (Tractebel/Repsol)
- 39. Rivière-du- Loup, QC: 0.5 Bcfd (Cacouna Energy – TransCanada/PetroCanada)
- 40. St. Helens, OR: 0.7 Bcfd (Port Westward LNG LLC)
- 41. Puerto Libertad, MX: 1.3 Bcfd (Sonora Pacific LNG)
- 42. Offshore Boston, MA: 0.8 Bcfd (Northeast Gateway – Exceletrate Energy)
- 43. Kitimat, BC: 0.34 Bcfd (Galveston LNG)
- 44. Prince Rupert, BC: 0.30 Bcfd (WestPac Terminals)
- 45. Goldboro, NS 1.0 Bcfd (Keltic Petrochemicals)

Figure 1 1:

- une unité de récupération de liquides de gaz naturel;
- des infrastructures auxiliaires;
- un gazoduc de 60 km

3.2.3 Évaluation des risques

Afin de mitiger l'étendue potentielle des dangers de radiation thermique et de nuages de vapeurs inflammables hors site, les installations de Hackberry doivent être en conformité avec les exigences de 49 CFR partie 193. Le 30 mars 2000, le *US Department of Transportation* (DOT) a incorporé le NFPA 59A (édition 1996) dans le 49 CFR 193. FERC remarque, dans le DIE du projet Hackberry, que l'incorporation de la norme NFPA dans la partie 193 du règlement a occasionné des confusions dans l'interprétation des exigences.

NFPA 59A établit certaines conditions atmosphériques (vitesse du vent 0 m/s, 20 °C, taux d'humidité relative de 50 %) pour calculer les distances. Cependant, la partie 193.2057 a préséance sur ces règlements et stipule que les conditions atmosphériques qui produisent les plus grandes distances devraient être utilisées, sauf les conditions qui n'arrive que moins de 5 % du temps. Les conditions atmosphériques suivantes ont donc été utilisées :

Vitesse du vent : 8,5 m/s (19 mph)

Température ambiante : 0 °C (32 °F)

Humidité relative : 45 %

RADIATION THERMIQUE

Les radiations thermiques ont été calculées selon les exigences du 49 CFR 193.2057 et la section 2-2.31 de la NFPA 59A avec le logiciel LNGFIREIII.

Un système central de retenue pourra confiner les déversements des pompes des réservoirs de stockage de GNL, des pompes de distribution, des vaporisateurs et du système de transfert marin. Donc les dimensions de la retenue centrale (18.3 m x 18.3 m) avec la base de la flamme au niveau du sol (0 m) ont été utilisées pour calculer la distance maximale pour une radiation de 5 kW/m² pour les scénarios spécifiés dans la section 2-2.3.3 de la NFPA 59A. Pour une perte totale de GNL du réservoir de stockage, les dimensions du déversement ont été prises comme étant les dimensions extérieures du réservoir (diamètre du déversement de 245 m; hauteur de flamme de 143 m). Les résultats de calculs de radiation sont présentés au Tableau 16.

Tableau 16:

source	radiation	Distance
Retenue centrale	5 kw/m2	98 m
Réservoir de GNL	5 kw/m2	283 m
Réservoir de GNL	10 kw/m2	216 m
Réservoir de GNL	30 kw/m2	117 m

Les déversements qui sont confinés dans la retenue centrale ne produiront pas de radiation, s'ils prennent feu, hors des limites du terminal. Par contre, des radiations seront ressenties au nord et à l'ouest du terminal en cas de feu dans un des réservoirs de GNL. Selon la Partie 193, Cameron LNG ou une agence gouvernementale devront donc avoir un contrôle légal sur les activités de ces zones hors site durant toute la durée des opérations du terminal.

DISPERSION DES VAPEURS INFLAMMABLES

La section 2-2.3.2 du NFPA 59A et la Partie 193.2059 exigent que des mesures soient prises afin de minimiser la possibilité que des vapeurs inflammables n'atteignent les limites de la propriété. La Partie 193.2059 exige que les distances de dispersion soient calculées pour 2,5 % de la concentration de gaz (1/2 LII) sous les conditions météorologiques qui produisent les plus grandes distances au moins 90 % des fois. La distance maximale peut être estimée pour une stabilité de classe F, vitesse du vent de 2 m/s, 50 % d'humidité relative et une température régionale moyenne.

Un déversement continu d'une durée de 10 minutes à la tête de la pompe submersible à l'intérieur du réservoir de GNL a été modélisé. Le déversement s'écoulerait à la retenue centrale (18,3 m X 18,3 m X 6 m) via une auge (largeur de 3 m et profondeur de 2 m) sous les supports de conduite de GNL. En fonction de la localisation des réservoirs de stockage, la longueur de l'auge varierait entre 110 m et 350 m.

SOURCE5 a été utilisé pour modéliser l'intensité de la source en régime permanent. Ces résultats ont été utilisés dans DEGADIS pour calculer la distance de dispersion. Les résultats de ces modélisations sont présentés au Tableau 17.

Tableau 17

Réservoir	Longueur de l'auge	Temps de débordement de vapeurs	Intensité de la source	Distance ½ LII
T100	110 m	19 minutes	2,83 kg/s	151 m
T101	203 m	17 minutes	3,58 kg/s	194 m
T102	350 m	15 minutes	4,84 kg/s	235 m

DEGADIS a modélisé la distance de dispersion occasionnée par un bris de la ligne de transfert de cargo (915 mm de diamètre) entre les installations marines et les réservoirs de stockage de GNL (l'intensité de la source en régime transitoire a préalablement été calculée par SOURCE5). Le volume (2 000 m³) utilisé correspond à un déversement de 10 minutes au débit maximum de déchargement. Cependant, il a été considéré que le volume total du déversement a été relâché instantanément dans la retenue centrale. La distance maximale du centre de la retenue à une concentration de ½ LII a été établie à environ 200 m pour ce scénario.

Les résultats des deux scénarios de dispersion ne dépassent pas les limites du terminal proposé.

SCÉNARIOS IMPLIQUANT UN MÉTHANIER

Le canal Calcasieu Ship est utilisé par les méthaniers depuis 20 ans. Durant cette période, il n'y a eu aucun accident impliquant un méthanier en route vers le Terminal Trunkline, aucun déversement de cargo pendant le transfert de GNL et aucun incident ayant un impact négatif sur les communautés le long du canal. Le naufrage d'un méthanier sortant est cependant survenu le 3 mars 2001. *Edward LD* est resté coincé dans la boue lorsqu'il s'est écarté du tracé du canal, au nord de Cameron. Aucun dommage n'a été rapporté après l'inspection du navire. L'erreur humaine et la mauvaise manoeuvrabilité du navire ont été citées comme étant des causes possibles de l'incident. Un revêtement de béton est prévu le long d'une section du canal afin de prévenir l'érosion et ce genre d'incident.

La route du méthanier du projet de terminal GNL Hackberry passerait principalement dans des zones inhabitées du canal Calcasieu Ship, à l'exception de deux développements résidentiels et commerciaux, à 800 m du canal. En général, la route proposée pour les méthaniers du terminal Hackberry minimiserait les dangers potentiels pour le public.

Les simulations de Quest Consultants Inc effectuées en octobre 2001 pour le *US Department of Energy* (voir section 3.2) pour des déversements impliquant des méthaniers (trous de 1 m et 5 m de diamètre dans un réservoir de 25 000 m³) ont été présentés comme étant les plus crédibles des « pires scénarios » de perte de GNL sur l'eau.

3.3 Freeport, Texas

3.3.1 Documents consultés

- FERC. Final Environmental Impact Statement:Freeport LNG Project (Docket No. CP03-75-000) 28 mai, 2004.
- FERC. Order Granting Authorization Under Section 3 Of The Natural Gas Act: FreeportLNG Development, L.P (Docket No.CP03-75-000) June 18, 2004.
- FERC. Staff's Responses to Comments on the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers (Docket No. AD4-6-000). 18 juin, 2004.

3.3.2 Description du projet

La déclaration d'impact environnemental (DIE) pour le projet de GNL Freeport, Texas a été préparée par le *Federal Regulatory Commission* (FERC ou Commission) aux États-Unis afin de se conformer aux exigences de la *National Environmental Policy Act* et *Code of Federal Regulation, Title 18, Part 380*. Le but de la DIE est d'informer le public et les agences gouvernementales sur les impacts négatifs et bénéfiques potentiels du projet sur l'environnement; elle vise aussi à proposer des mesures de mitigation afin d'éviter ou de réduire les impacts négatifs significatifs.

Freeport LNG Development, LP (Freeport LNG) propose de construire et d'exploiter un terminal de GNL ainsi qu'un quai et des installations de déchargement pour méthaniers sur Quinta Island, au sud-ouest de la ville de Freeport. Pour ce faire, Freeport LNG a demandé l'autorisation de la Commission de construire et d'opérer les installations suivantes :

- une aire de manœuvre pour les méthaniers;
- un quai et des installations de déchargement équipées des trois bras de déchargement à liquides et d'un bras de retour de vapeur;
- deux conduites de transfert de GNL (diamètre de 660 mm) double parois en acier inoxydable et une conduite de retour de vapeur (diamètre de 406 mm);
- des conduites de service;
- deux réservoirs de stockage du GNL (120 000 m³ chacun)
- six pompes submersibles pour les réservoirs;
- sept pompes de charge à haute pression pour GNL;
- trois compresseurs et un système de condensation de gaz d'évaporation;
- six vaporisateurs de GNL à haute pression (système d'eau/glycol);
- deux surchauffeurs à vapeur de gaz naturel et deux réchauffeurs à gaz combustible;
- des infrastructures auxiliaires;
- un gazoduc de 15,5 km.

3.3.3 Evaluation des risques

Comme dans le cas du Terminal Hackberry, les installations de Freeport doivent être en conformité avec les nouvelles exigences de 49 CFR partie 193 qui incluent celles de la NFPA 59A (édition 1996). Comme dans le cas de la DIE du projet Hackberry, le FERC remarque encore une fois que l'incorporation de la norme NFPA dans la partie 193 du règlement a occasionné des confusions dans l'interprétation des exigences.

Les calculs des zones d'exclusion thermique et inflammables pour les installations proposées ont été basées sur les systèmes de retenue et les volumes générés par les scénarios de déversements spécifiés à la Partie 193 et à la NFPA 59A. Selon Freeport LNG, les déversements seraient contenus par le puisard de l'aire de traitement ou par celui du quai.

Les déversements des réservoirs de stockage de GNL, de l'aire du vaporisateur et des pompes à charge, de même que les conduites à double enveloppe isolante de déchargement terrestre seraient dirigés vers le puisard dans l'aire de traitement, localisé entre deux réservoirs de GNL. Cette retenue a une capacité de 852 m³ (11,5 m X 20 m X 3,7 m).

L'aire (67 m X 41 m), autour des vaporisateurs et des pompes, est munie de murets de rétention (0,3 m) et pourra contenir les déversements de GNL de la tête des six pompes à charge et les diriger vers le puisard de l'aire de traitement.

Les déversements qui auraient lieu sur le quai ou l'estacade des conduites de déchargement, seraient déviés par un canal de 366 m au puisard du quai. Le puisard serait de 26 m par 26 m, avec une profondeur de 2,5 m.

RADIATION THERMIQUE

LNGFIREIII a été utilisé pour calculer les zones d'exclusion thermique en conformité avec 49 CFR 193.2057 et la section 2-2.3.1 de NFPA 59A. Pour cette analyse, Freeport LNG a utilisé les conditions suivantes afin de maximiser les distances :

Vitesse du vent : 12,5 m/s (28 mph)

Température ambiante : 1,7 °C (35 °F)

Humidité relative : 60 %

Les distances de radiation thermique ont été modélisées pour un feu dans un des réservoirs de stockage de GNL. Le diamètre extérieur (77,4 m) a été utilisé comme étant le diamètre du déversement. De plus, la hauteur des flammes a été fixée à 43 m, soit la hauteur correspondante au mur extérieur du réservoir. Les distances de radiation ont aussi été estimées pour les puisards de l'aire de traitement et du quai et pour l'aire courbe des vaporisateurs. Les résultats de calculs de radiation sont présentés au Tableau 18.

Tableau 18

source	radiation	Distance
Puisard de la zone de traitement	5 kw/m ²	81 m
Zone courbe des vaporisateurs	5 kw/m ²	222 m
Puisard du quai	5 kw/m ²	129 m
Réservoir de GNL	5 kw/m ²	278
Réservoir de GNL	10 kw/m ²	216
Réservoir de GNL	30 kw/m ²	128

Les zones d'exclusion dépassent les limites du terminal proposé uniquement vers le nord, adjacent à Intercoastal Waterway.

DISPERSION DES VAPEURS INFLAMMABLES

Le logiciel DEGADIS, conjointement avec SOURCE5, a été utilisé pour calculer la distance maximale des vapeurs de GNL à une concentration de ½ LII pour des déversements confinés dans les puisards de l'aire de traitement et du quai. Une température moyenne de 21,7 °C a été considérée.

Puisque plusieurs types de déversement de 10 minutes seraient dirigés vers le puisard de l'aire de traitement, le déversement avec le plus grand débit produira la plus grande zone d'exclusion. Dans ce cas, le pire scénario de déversement confiné dans le puisard de l'aire de traitement serait la rupture de la conduite de déchargement près des réservoirs (833 m³). Le GNL déversé serait dirigé par une auge (762 mm par 610 mm) vers le puisard de l'aire de traitement. Une distance d'environ 270 m a été calculée pour ce déversement. À l'exception d'une petite portion qui passe au-dessus de Intercoastal Waterway, sur le côté nord du terminal, la zone d'exclusion des vapeurs serait à l'intérieur des limites de la propriété. FERC estime que ces résultats sont conformes aux exigences de 49 CFR 193.2059.

FERC a modélisé, à l'aide de SOURCE5 et DEGADIS, un déversement continu dans le puisard du quai. Une fuite accidentelle a été modélisée. SOURCE5 a estimé 188 secondes pour un débordement et un taux d'émission de 12 kg/s. DEGADIS a estimé la distance du nuage de vapeur (1/2 LII) à 211 m.

SCÉNARIOS IMPLIQUANT UN MÉTHANIER

Dans la version finale de l'étude d'impact environnemental, la méthodologie proposée par l'étude de ABSG Consultants, *Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Release from Liquefied Natural Gas Carriers* a été utilisée pour calculer la magnitude des dangers potentiels d'une attaque terroriste sur un méthanier. Le déversement de GNL sur l'eau par un trou de 1 m de diamètre a été jugé comme étant le pire des scénarios crédibles. La radiation générée par un trou de 2,5 m a aussi été examinée afin de déterminer la limite supérieure des dommages potentiels.

Les résultats des calculs d'impact d'attaques terroristes sur les méthaniers présentés dans le rapport final de FERC ont été révisés à la suite des modifications apportées par ABSG à sa méthodologie (voir section 3.3). Le Tableau présente les résultats publiés le 18 juin 2004 dans *Order Granting Authorization Under Section 3 Of The Natural Gas Act*.

Tableau 19

radiation	Trou 1 m de diamètre	Trou 2,5 m de diamètre
5 kW/m ²	670 m	1323 m
10 kW/m ²	512 m	994 m
30 kW/m ²	308 m	582 m

Le transit de 9 km du Freeport Harbor Channel au poste d'accostage du terminal de GNL est principalement dans des eaux au large, à l'exception du dernier mille. On estime qu'entre 120 et 300 résidences permanentes et de villégiature sont situées dans rayon de 670 m à 1323 m du canal. De plus, des aires de récréation publiques et un parc naturel sont localisés dans le rayon d'impact de 670 m et 1323 m. Ces aires seraient exposées à un danger potentiel de 20 minutes, dans l'hypothèse où un méthanier, assisté d'un remorqueur, transiterait à 3 noeuds dans le canal. Un danger temporaire additionnel existerait autour de la rampe de mise à l'eau pendant le déchargement du cargo du méthanier (10 à 12 heures). Les restrictions opérationnelles imposées par le *Brazos Pilots* et la *US Coast Guard* minimiseront les possibilités qu'un événement majeur ne survienne dans cette partie du canal.

3.4 Tendances observées

- Les études d'impact environnemental sont préparées par FERC dans le cas des terminaux terrestres (US Coast Guard a l'autorité pour des terminaux marins) à l'aide des informations fournies par les promoteurs. Les modélisations sont déjà souvent fournies par les promoteurs des terminaux, mais FERC les valide et peut rajouter d'autres scénarios d'impact.
- FERC remarque que l'incorporation de la norme NFPA 59A dans le règlement 49 CFR partie 193 occasionne de la confusion dans l'interprétation des exigences.
- Les conditions météorologiques proposées dans le règlement 49 CFR partie 193 et la norme NFPA 59A ne sont pas automatiquement utilisées puisqu'il existe de la flexibilité dans ces normes pour utiliser des paramètres qui maximiseront les impacts des déversements de GNL.
- LINGFIREIII a été utilisé pour les modélisations de radiation thermique.

- Les scénarios de radiation thermique des déversements de GNL dans les terminaux ont été essentiellement basés sur les dimensions des systèmes de confinement (puisards, retenue centrale, aires endiguées, etc.) et la rupture complète d'un réservoir de stockage de GNL (dimensions du déversement égales aux dimensions externes du réservoir).
- Les distances pour attendre un flux thermique de 5 kW/m^2 ont été modélisées pour tous les scénarios d'incendie. Cependant, seules les ruptures de réservoirs de GNL ont été modélisées pour des flux de 10 kW/m^2 et 30 kW/m^2 . Les distances calculées pour des flux de 5 kW/m^2 varient entre 80 m et 280 m (réservoir de GNL).
- DEGADIS, conjointement avec SOURCE5, a été utilisé pour modéliser les dispersions inflammables à une concentration de $\frac{1}{2}$ LII. Les scénarios de déversement de GNL dans les terminaux varient selon les installations prévues et les distances d'impact correspondantes varient entre 150 m et 200 m.
- Des scénarios d'accident majeur impliquant des méthaniers ont été considérés. Des orifices variant entre 1 m et 5 m dans un des réservoirs du méthanier ont été modélisés avec l'aide des travaux de Quest Inc. et de ABS Consulting Inc. Un déversement de $25\,000 \text{ m}^3$ (Quest) a été cité dans la DIE de Hackberry. Cependant, la DIE de Freeport n'indique pas le volume de GNL déversé sur l'eau. Le rapport de ABS Consulting, sur lequel les simulations de Freeport ont été basées, utilise un volume de $12\,500 \text{ m}^3$ comme exemple. Les distances de radiation calculées pour un flux de 5 kW/m^2 varient entre 310 m (Quest, orifice de 5 m) et 1323 m (DIE de Freeport basées sur ABS, trou de 2,5 m). Les distances pour des flux de 10 kW/m^2 et 30 kW/m^2 ont aussi été calculées.
- La dispersion des vapeurs inflammables d'un déversement de cette ampleur sans qu'elles entrent en contact avec une source d'allumage est considérée comme étant peu probable.

4 Modèles d'analyse des conséquences pour déversements de GNL sur l'eau

4.1 Fay (2003)

- James A. Fay. 2003. Model of spills and fires from LNG and oil tankers *Journal of Hazardous Materials*, B96. pp. 171–188

Fay utilise les principes de mécanique des fluides ainsi que des propriétés empiriques du GNL (et du pétrole) pour modéliser de grands déversements de GNL (et produits pétroliers) sur l'eau.

Selon Fay, le débit et le volume du déversement du cargo liquide d'un méthanier dépendent de l'ampleur et de l'endroit de la rupture ainsi que des dimensions et du positionnement vertical de la cale par rapport à la surface de l'eau. Le volume déversé est ultimement limité par l'équilibre statique entre le fluide resté dans la cale et l'eau (saline) à l'extérieur. Le débit du déversement peut être estimé par des relations d'écoulement non visqueux. Le volume déversé s'étend sur l'eau et est éventuellement complètement évaporé par la chaleur de l'eau en dessous et/ou par la chaleur au-dessus si les vapeurs ont pris feu.

Fay démontre que le processus affectant le débit du déversement et la propagation de la nappe de GNL sur l'eau (si exprimé sous une forme sans dimension) peut être dépendant d'un seul paramètre $(\Phi)^2$. La valeur de ce paramètre distingue les cas dont les caractéristiques du feu de la nappe de GNL sont déterminées par le débit de ceux où le volume est déterminant.

Fay démontre que, pour des dimensions de rupture probable, les déversements peuvent être considérés comme étant instantanés, simplifiant ainsi l'analyse des impacts du déversement. La superficie maximale de la nappe (semi-circulaire) de GNL (ou pétrole) sur l'eau (équation 38) et la durée maximale de feu (équation 39) pour des déversements considérés comme étant instantanés peuvent donc être calculées à partir d'équations simplifiées (sans analyse numérique).

$$^2 \quad \phi \equiv \beta \sqrt{2\pi\Delta w} \sqrt{\frac{h_o}{g} \frac{A_r^{3/2}}{A_h^2}} \quad (\text{Equation 18})$$

4.2 Quest (2001)

- Cornwell, John B., Quest Consultants: Personal Correspondence with Mr. Don Juckett – U.S. Department of Energy. Norman, OK: October 2, 2001.
- Cornwell, John B.; Quest Consultants Inc.: Personal Correspondence with Mr. Don Juckett – U.S. Department of Energy. www.borderpowerplants.org/pdf_docs/Quest_Ingl.pdf/ . October 3, 2001

Quest Consultants Inc. a effectué une série de modélisations de déversements de GNL à la demande du *US Department of Energy* (US DOE) en octobre 2001. Les pires scénarios de dispersion et de feu suivant un grand déversement de GNL d'un réservoir de stockage ou d'un méthanier devaient être simulés.

Le logiciel CANARY, développé par Quest, a été utilisé pour modéliser les scénarios. Selon Quest, le *US EPA*, l'*American Petroleum Institute* et le *Mineral Management Service* (Gulf of Mexico OCS Region) ont testé les modèles de QuestFOCUS (le prédécesseur de CANARY). De plus, le Mineral and Management Service (Gulf of Mexico OCS Region) a accordé le premier rang à Quest dans la catégorie « Sciences et crédibilité » et le recommande pour l'évaluation de gaz toxiques et inflammables.

La modélisation des impacts des déversements de GNL a été menée avec les paramètres suivants :

- vitesse du vent :
 - o 1,5 m/s et 5 m/s pour les calculs de dispersion
 - o 9 m/s pour les calculs de radiation thermique
- Humidité relative : 70 %
- Température ambiante et de l'eau : 26,7 °C
- Stabilité atmosphérique Pasquill : D et F

Les calculs de dispersion ont été effectués afin d'examiner l'effet des conditions atmosphériques et le diamètre des fuites sur la distance parcourue par les nuages de vapeurs inflammables. Les distances ont été calculées jusqu'au LII. Les résultats sont présentés au Tableau 20.

Tableau 20

Source	Diamètre du trou	Conditions atmosphériques	Distance
Réservoir de stockage (95 400 m ³)	5 m	1,5 m/s; F	5,2 km
		5,0 m/s; D	2,6 km
	1 m	1,5 m/s; F	1,8 km
		5,0 m/s; D	0,3 km
Réservoir dans méthanier (25 000 m ³)	5 m	1,5 m/s; F	4,0 km
		5,0 m/s; D	1,0 km
	1 m	1,5 m/s; F	3,7 km
		5,0 m/s; D	0,8 km

Pour faire suite aux commentaires du DOE sur les résultats de dispersion (distances estimées beaucoup plus courtes qu'avec d'autres modèles), Quest précise que la différence la plus significative entre son modèle et plusieurs autres est que Quest n'assume pas que le déversement est instantané. Le modèle Quest calcule le débit auquel le GNL s'échappe du trou de 1 m ou de 5 m, s'étale sur le substrat, et refroidit le substrat. Les taux d'émission sont donc beaucoup moins élevés et génèrent des distances de dispersion plus courtes. À titre de comparaison, Quest a calculé les taux d'émission et le diamètre de la nappe de GNL sur l'eau estimés par d'autres modèles (Fay, Hoult, Otterman, Raj/Kelelkar et Mauscari) pour le scénario déversement d'un trou de 5 m de diamètre dans un réservoir de 25 000 m³ d'un méthanier. Tous les autres modèles génèrent sensiblement les mêmes résultats. Le tableau 21 présente une moyenne des résultats des autres modèles ainsi que les résultats du modèle Quest.

Tableau 21

Modèle	Diamètre de la nappe	Taux d'émission
Quest	143 m	3 447 kg/s
autres*	820 m	99 441 kg/s

* Moyenne des résultats des modèles proposés par Fay, Hoult, Otterman, Raj/Kelelkar et Mauscari

Selon Quest, si des déversements de cette ampleur avaient lieu, la nappe de GNL formée sur l'eau prendrait sûrement feu à la suite de l'inflammation instantanée des vapeurs de GNL. Pour des déversements confinés, la base de la flamme correspond aux dimensions de la retenue. Pour des déversements sur l'eau, la base de la flamme est définie par l'étendue du GNL sur l'eau. L'étendue maximale a été utilisée pour les modélisations. Les résultats des modélisations de radiations thermiques sont présentés au Tableau 22.

Tableau 22

Source	Diamètre de l'orifice	22,1 kW/m ³	12,6 kW/m ³	4,73 kW/m ³
Réservoir de stockage (95 400 m ³)	5 m	355 m	433 m	613 m
	1 m	355 m	433 m	613 m
Réservoir dans méthanier (25 000 m ³)	5 m	311 m	384 m	540 m
	1 m	855 m	311 m	433 m

4.3 ABS Consulting Inc. (2004)

4.3.1 Documents consultés

- ABSG Consulting Inc. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers (Docket No. AD4-6-000). May 13, 2004. (128 pages)
- FERC. Order Granting Authorization Under Section 3 Of The Natural Gas Act: Freeport LNG Development, L.P (Docket No. CP03-75-000) June 18, 2004.
- FERC. Staff's Responses to Comments on the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers (Docket No. AD4-6-000). 18 juin, 2004.
- FERC. Detailed Computations For The Consequence Assessment Methods For Incidents Involving Releases From Liquefied Natural Gas Carriers (Docket No. AD04-6-000). 29 juin, 2004.

4.3.2 Description du mandat de ABS Consulting

À la demande de FERC, ABS Consulting Inc. (ABS) a fait une revue de littérature sur les différentes méthodes d'analyse de conséquences disponibles pour calculer les impacts d'un déversement de GNL sur l'eau. Plus particulièrement, ABS analyse les modèles proposés par Fay (2003), Lehr (2004) et Quest (2001). Le rapport Vallejo (2003) n'a pas été considéré, puisque, selon ABS, il ne contient pas assez d'informations techniques.

ABS fait la recommandation de différentes méthodes, non sans aviser que même les méthodes les plus adéquates ne peuvent pas calculer précisément les conséquences d'un déversement de GNL sur l'eau. Les modèles recommandés génèrent des résultats jugés conservateurs par ABS.

ABS note que dans le cas de grands déversements de méthanier :

- il n'y a pas de modèle disponible qui prend en considération la vraie structure d'un méthanier, en particulier les barrières formées par les multiples réservoirs et la double coque;
- il n'y a pas de modèle disponible qui prenne en considération l'action des vagues et des courants sur la propagation de la nappe de GNL;
- il n'existe presque pas de données expérimentales pour valider les modèles de déversement de GNL sur l'eau et aucune donnée pour des déversements de l'ampleur examinée dans cette étude.

4.3.3 Révisions au rapport de ABS Consulting

À la suite de la diffusion du rapport de ABS au grand public, des commentaires de 49 intervenants (incluant 22 individus, neuf groupes industriels, trois gouvernements locaux, trois organisations environnementales et 12 de la communauté scientifique) ont été déposés dans une période de deux semaines. La réponse de FERC aux commentaires reçus est publiée sous le titre Staff's Responses to Comments on the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases From Liquefied Natural Gas Carriers (Docket No. AD04-6-000) sur son site Web.

À la suite des commentaires reçus qui suggèrent l'utilisation de valeurs différentes ou des modifications aux modèles afin de mieux refléter la réalité des déversements de GNL, ABS a raffiné plusieurs composantes des méthodologies proposés. Les modifications majeures ont été incluses dans cette revue à la fin de la section correspondante.

4.3.4 Débit du déversement

Fay présente 2 modèles – un pour les orifices au-dessus du niveau d'eau et l'autre pour des déversements sous l'eau. Le modèle proposé pour des ruptures au-dessus du niveau d'eau est équivalent au modèle traditionnel utilisé pour calculer le débit d'un rejet à travers un orifice sous l'effet de gravité, si le coefficient de décharge est 1,0. Puisque le modèle ne considère pas les parois multiples du méthanier, ABS croit que ce modèle pourrait surestimer le débit du déversement. Pour le cas d'une rupture du réservoir subaquatique, Fay estime que les différences de densité entre le GNL et l'eau (saline) feront en sorte que le GNL s'écoulera hors du trou vers la surface de l'eau et que l'eau entrera dans le méthanier. Ce modèle est jugé idéaliste par ABS puisqu'il ne considère pas que le GNL se transformera instantanément en vapeur au contact avec l'eau (le point d'ébullition du GNL étant beaucoup plus bas que la température de l'eau) et que l'eau qui entrera dans la coque du méthanier gèlera au contact du GNL, pouvant ainsi affecter le débit du déversement.

D'autre part, Lehr ne présente qu'un déversement instantané de GNL (500 m³), tandis que Quest ne décrit pas la méthode utilisée pour calculer le débit des déversements simulés à travers des trous de 1 m et de 5 m de diamètre.

ABS recommande l'utilisation de la méthode de l'orifice avec un coefficient de décharge égale à 1.0 pour les ruptures au-dessus du niveau d'eau. Aucun modèle n'est recommandé pour des déversement sous l'eau.

<p>La recommandation d'utiliser un coefficient de décharge 1,0 (sans friction) a été remplacée par une valeur de 0,65 à la suite des révisions, afin de mieux représenter un orifice irrégulier pouvant causer de la friction.</p>
--

4.3.5 La propagation d'une nappe non confinée de GNL sur l'eau

Fay propose un modèle basé sur l'équilibre entre l'inertie du liquide et la force de gravité.

Lehr propose un modèle basé sur l'équilibre entre l'inertie du liquide et la force de gravité qui inclut des constantes empiriques de Briscoe (1980).

Quest (2001, 2003) a aussi appliqué un modèle d'équilibre entre l'inertie et la gravité. De plus, Quest a inclut l'effet des vagues (évalué de façon approximative par une fonction cycloïde) sur la propagation de la nappe de GNL sur l'eau. Des limites ont été appliquées sur le modèle gravitationnel de base. Selon ABS, l'effet de ces limites est que la propagation de la nappe cesse une fois que la hauteur du GNL par rapport au-dessus du niveau d'eau diminue jusqu'à 60 % de la hauteur de vagues (compréhension douteuse). Dans les exemples présentés par Quest pour des hauteurs de vague entre 0,575 m et 1,24 m, la superficie de la nappe (circulaire) était réduite de 90 %. De plus, l'augmentation de la superficie de l'eau causée par les vagues accroît le flux de vaporisation de 27 %. ABS stipule que les résultats du modèle Quest peuvent être corrects, mais qu'il ne peut le recommander sans plus de démonstrations théoriques ou expérimentales.

Autres méthodes : Plusieurs autres modèles sont couramment utilisés de nos jours. Les premiers modèles étaient basés sur l'équation de Bernoulli, soit Houtt (1972), Fay (1973) et Shaw (1978). Selon cette approche, la propagation de la nappe est entraînée uniquement par gravité et la vitesse de propagation dépend uniquement de l'épaisseur de la nappe. Raj et Kalelkar (1974) ont proposé une relation différente basée sur l'équilibre entre la force gravitationnelle et la force de l'inertie. Cependant, la propagation de la nappe finit par être déterminée uniquement par la gravité aussi. Aucune de ces méthodes ne prend en considération la résistance de la friction. La méthode développée par Webber considère l'effet de la friction turbulente et laminaire. Webber propose des méthodes pour estimer plusieurs des valeurs nécessaires (ex. : Φ ; CF). Pour des scénarios de déversement de longue durée, la méthode de Webber génère des résultats similaires aux méthodes qui ne considèrent que la force gravitationnelle. Cependant, pour de grands déversements de courte durée, la propagation de la nappe est beaucoup plus lente (à cause de la friction) avec la méthode Webber qu'avec les autres modèles.

ABS recommande le modèle Webber puisque son fondement théorique est plus complet et qu'il considère l'effet frictionnel sur la propagation de la nappe de GNL sur l'eau. De plus, ABS recommande une approche intégrale afin d'éviter de caractériser les déversements comme étant instantanés ou continus.

Dans le cas de déversements continus de longue durée, des calculs de propagation détaillés ne sont pas nécessaires puisque la nappe s'étalera jusqu'à ce que le taux d'évaporation/vitesse de combustion (dans le cas d'un feu) égale le débit de déversement de GNL.

À la suite des commentaires reçus de Dr. Fay sur la géométrie circulaire de la nappe de GNL sur l'eau imposée par la méthode recommandée, ABS conclut qu'une nappe semi-circulaire reflète mieux un déversement à côté d'un méthanier. Le modèle recommandé est facilement adaptable pour prendre en considération cette réalité (changement d'un facteur de $\frac{1}{2}$ dans les équations appropriées.)

4.3.6 Taux d'émission pour des déversements sur l'eau

L'article de Fay ne traite pas de l'émission de vapeurs d'une manière très détaillée. Dans les calculs présentés, des valeurs d'émission sont cependant utilisées.

Lehr se concentre surtout sur les nappes de GNL qui prennent feu; les informations présentées ne sont donc pertinentes que dans ces cas.

Quest considère que l'évaporation est contrôlée par ébullition pelliculaire (*film boiling*). Il utilise un flux calorifique de 92 kW/m² et un taux d'évaporation de 0,18 kg/m²/s. Comme noté dans la section précédente, le flux de vaporisation est augmenté de 27 % à cause de l'augmentation de la superficie de l'eau causée par les vagues. Le modèle Quest ne peut être recommandé en ce moment pour les raisons citées dans la section précédente.

Une méthode disponible pour estimer le taux de vaporisation de la nappe de GNL sur l'eau est le calcul du transfert de chaleur dans la nappe. Puisque la nappe de GNL est à son point d'ébullition, toute addition de chaleur servira à sa vaporisation. Il est souvent considéré que le GNL est en ébullition pelliculaire et les corrélations de la théorie de

transfert de chaleur utilisées pour calculer le transfert de chaleur. Durant une ébullition pelliculaire, une fine couche (pellicule) de vapeur de méthane pur est formée entre la nappe de GNL et la surface de l'eau sous-jacente. Le transfert de chaleur entre l'eau et le GNL se fait par conduction et radiation à travers la couche de vapeur.

Une autre méthode pour estimer la vaporisation d'une nappe de GNL est tout simplement de choisir une valeur parmi les données expérimentales. Cependant, les données expérimentales démontrent un écart significatif (écart trop significatif pour être jugé acceptable).

ABS recommande que la vaporisation de la nappe de GNL sur l'eau soit estimée directement par le transfert de chaleur de l'eau au GNL en considérant que la nappe de GNL est en ébullition pelliculaire. Cette méthode s'appuie sur les propriétés thermophysiques de la substance et sur la température de l'eau. Pour une température de l'eau de 20 °C, on peut estimer le flux calorifique à 37 kW/m² celui-ci générant un taux d'évaporation de 0,072 kg/m²/s.

La recommandation d'utiliser un flux calorifique de 37 kW/m² a été remplacée par une valeur de 85 kW/m² à la suite des révisions.

4.3.7 Radiation thermique d'un feu de la nappe de GNL

Fay utilise le modèle de source ponctuelle dans ses calculs d'exemples. Ce modèle considère que l'énergie générée par la combustion est émise d'une seule source au centre de la nappe de GNL en feu. Un paramètre clé de ce modèle est la fraction de la chaleur qui est émise en radiation thermique. Une valeur de 0,15 a été utilisée pour la fraction de la chaleur émise comme radiation thermique (pour un taux d'évaporation de 0,080 kg/m²/s).

Lehr utilise le modèle de flamme solide. Le feu est représenté comme un cylindre vertical et une forme de l'équation Thomas est utilisée pour calculer la hauteur de la flamme (cylindre). L'atténuation de la radiation thermique par l'atmosphère est estimée en utilisant les méthodes de Gladstone (1977).

Quest utilise aussi la méthode d'une flamme solide; le feu est cependant représenté comme un cylindre elliptique incliné. La forme elliptique et l'inclinaison du cylindre visent à simuler les effets du vent sur le feu (qui peut augmenter la distance de la radiation thermique). La corrélation Thomas (1965) est utilisée pour calculer la hauteur de la flamme. L'inclinaison de la flamme est calculée à partir d'une corrélation empirique de Welker (1970) et la traînée de la flamme (augmentation de la base de la flamme) à partir des travaux de Moorhouse (1982). Quest divise en deux zones : la zone claire et la zone enfumée, dans laquelle une portion de la flamme est obstruée par la fumée. L'atténuation de la radiation thermique par l'atmosphère est estimée en utilisant les méthodes de Wayne (1991).

Le désavantage principal du modèle de source ponctuelle est que les résultats produits ne sont pas valides pour des récepteurs proches du feu. Pour des longues distances, le modèle de source ponctuelle et le modèle de flamme solide produisent des résultats équivalents. Donc, le modèle de flamme solide, avec inclinaison, est recommandé par ABS. Les valeurs (conservatrice) suivantes sont aussi recommandées suite à une revue de littérature :

- vitesse de combustion : 0.282 kg/s/m^2 (correspond à transfert de chaleur de 140 kW/m^2)
- pouvoir émissif : 265 kW/m^2

ABS remarque avec une analyse de sensibilité à l'appui, que les distances calculées pour différents seuils de radiations thermiques ne sont pas très sensibles aux valeurs choisies pour la vitesse de combustion et le flux d'émission de surface.

Les logiciels LNGFIRE et POOLFIRE6, basés sur le modèle de la flamme solide avec inclinaison, n'ont pas été examinés par ABS.

La recommandation d'utiliser le modèle de flamme solide a été remplacée par un modèle de nappe enflammée à deux zones à la suite des révisions.

4.3.8 Dispersion de vapeurs inflammables

Fay et Lehr ne traitent pas de la dispersion de vapeurs inflammables.

Quest a utilisé un logiciel de dispersion qu'il vend commercialement. Le logiciel est basé sur le modèle SLAB. Le modèle de dispersion DEGADIS a aussi été utilisé.

Plusieurs modèles informatisés sont disponibles : DEGADIS, SLAB, HGSYSTEM etc.

Dans le cas de grands déversements de GNL, les effets de la densité du gaz sont importants et doivent être considérés par le modèle utilisé. Parmi les modèles applicables aux déversements de GNL, DEGADIS a été sélectionné par ABS. DEGADIS considère les effets de densité des gaz et a été conçu pour la dispersion de gaz cryogéniques inflammables, et particulièrement le GNL. DEGADIS a été validé avec une large gamme de données de laboratoire et de terrain. De plus, l'American Petroleum Institute (API) a indiqué que DEGADIS ne surestime que par un facteur <2 , pour des cas avec des courts temps d'intégration.

Les exigences fédérales américaines suggèrent l'utilisation de DEGADIS pour calculer les distances de dispersion pour des installations de GNL (49 CFR 193). Pour les cas où les vapeurs seraient obstruées par un terrain complexe, l'utilisation de FEMEA3 est permise. Cependant, pour la plupart des analyses, modéliser des terrains complexes n'est pas nécessaire.

Il est recommandé d'utiliser un temps d'intégration court ($<$ quelques secondes) puisqu'un nuage inflammable sera dans les limites d'inflammabilité pour une très courte période de temps avant de prendre feu.

4.3.9 Transitions rapides de phase

Fay, Lehr et Quest ne les mentionnent pas dans leurs travaux.

Atallah (1997) a fait une revue de littérature pour le Gas Research Institute. Cette revue peut être résumée ainsi :

- des transitions rapides de phase (TRP) ont été observées lors de plusieurs essais de déversements de GNL sur l'eau;
- l'augmentation du débit de déversement augmente le rendement explosif d'une TRP;
- le plus grand rendement explosif d'une TRP observé lors d'essais a été équivalent à 5,5 kg de TNT;
- tous les essais de déversements n'ont pas produit des TRP;
- il n'existe aucune théorie qui tient compte de toutes les données observées;
- il n'existe aucune méthode théorique qui puisse prédire la sévérité d'une TRP qui impliquerait le déversement de GNL sur l'eau d'un méthanier.

Annexe A :

“North American LNG Import Terminals” (30/09/2004)

33. **Cabrillo Port (Pending at Coast Guard and California State Lands Commission)** -- 21.5 miles offshore Oxnard, California; BHP Billiton; Sendout 0.8 Bcf/d on average and 1.5 Bcf/d at peak; Storage capacity for 6 Bcf of gas; Cost expected to be \$550 million; Service expected in 2008; Filed with California State Lands Commission and the Coast Guard for permits.
34. **Clearwater Port (Pending at Coast Guard and California State Lands Commission)** -- offshore Oxnard, California; Crystal Energy LLC; Sendout 0.5 Bcf/d; Cost \$300 million; Service 2007; Filed with California State Lands Commission and the Coast Guard for permits; Crystal plans to convert an idled oil platform, Platform Grace, 13 miles offshore Ventura County, CA, into an import terminal and build a 12.6 mile pipeline to a connection with Southern California Gas Co.'s backbone pipeline onshore. Crystal also is working on an LNG supply agreement with the Alaska Gasline Port Authority.
35. **Energy Costa Azul LNG (Approved by State and Federal Mexican Agencies, including the Comision Reguladora de Energia)** -- a few miles north of Ensenada, onshore Baja California Norte, Mexico; Sempra/Shell; Sendout 1 Bcf/d; Service in 2007; Cost \$600 million; Permits have been issued; Road construction underway; Terminal construction expected to begin before the end of 2004; Supply agreements being negotiated with the Indonesian government and BP Indonesia. Sempra and Shell said 500 MMcf/d will be used to serve the Mexican gas market and the remaining 500 MMcf/d will serve Southern California and the southwestern United States through the North Baja pipeline system.
36. **Kitimat LNG (Planned)** -- Kitimat, British Columbia; Galveston LNG; Sendout 0.34 Bcf/d.
37. **Lazaro Cardenas (Pending at Mexican Regulatory Agencies)** -- Lazaro Cardenas, Mexico on Central Mexico's Pacific Coast; Tractebel/Repsol; Sendout 0.5 Bcf/d; Tractebel LNG plans to purchase 2.7 million metric tons of LNG each year for 18 years from Hunt Oil's PERU LNG Co., which is expected to begin service in Pampa Melchorita, Peru in early 2008.
38. **Long Beach LNG (Pending at FERC)** -- Long Beach, California; Sound Energy Solutions (Mitsubishi)/ConocoPhillips; Sendout 0.7 Bcf/d; In a declaratory order issued in March 2004, the Federal Energy Regulatory Commission said it had exclusive jurisdiction over the terminal under Section 3 of the Natural Gas Act (NGA). The California Public Utility Commission is challenging that authority at the U.S. Court of Appeals for the DC Circuit. The CPUC has ruled that the terminal is a utility and falls under state regulatory authority. FERC also has ruled that the California Coastal Commission has federally delegated authority over the project under the Coastal Zone Management Act.
39. **Offshore California (Planned)** -- Offshore California; ChevronTexaco; Sendout 0.75 Bcf/d.
40. **Port Westward (Planned)** -- St. Helens, Oregon; Port Westward LNG LLC; 0.7 Bcf/d.
41. **Prince Rupert (Planned)** -- Prince Rupert, British Columbia; WestPac Terminals; Sendout 0.30 Bcf/d.
42. **Puerto Libertad (Pending at Mexican Regulatory Agencies)** -- Puerto Libertad, Mexico; Gulf of California, Sonora Pacific LNG (DKRW Energy LLC); Sendout 1.3 Bcf/d; Service in mid-2008; About 500 MMcf/d of regasified LNG deliveries are expected to be directed to the Sonora marketplace with the remaining 800 MMcf/d delivered to markets in the southwestern United States via pipeline connections planned with El Paso Natural Gas, which is building the pipeline infrastructure. DKRW recently purchased 1,500 acres of property from the state of Sonora, Mexico.
43. **Terminal GNL Mar Adentro (Pending at Mexican Regulatory Agencies)** -- 8 miles offshore Tijuana, Baja California Norte, Mexico near the Coronado Islands; ChevronTexaco; Sendout 0.75 Bcf/d, expandable to 1.4 Bcf/d; Cost \$650 million; Storage capacity 250,000 cubic meters; Service in 2007. ChevronTexaco plans to transport LNG from the Gorgon gas fields off Western Australia to the Baja California terminal using double-hulled LNG carriers.

Canceled Terminals



Natural Gas Intelligence®
 NGI's Weekly Gas Price Index®
 NGI's Daily Gas Price Index®

**Power Market
 Today**
 published by NGI, Inc.

September 30 01:03 PM
 CST

[Newsletters](#) | [Historical Data](#) | [Maps & Glossaries](#) | [GasMart](#) | [Home](#)

North American LNG Import Terminals

As of August 2004, there were four operating liquefied natural gas (LNG) import terminals located in North America (excluding Puerto Rico's terminal) with 3.1 Bcf/d of peak gas delivery capacity and expansion plans for an additional 2.6 Bcf/d of sendout capacity. In addition, seven proposed LNG import terminals with an expected sendout capacity of 7.6 Bcf/d have been approved for construction by authorities in Canada, the United States and Mexico. A total of 36 other planned and proposed LNG terminals would provide about 34 Bcf/d of natural gas sendout capacity. Of those 36 projects, 23 have already been filed with regulatory authorities in the United States, Mexico and Canada.

Operating Terminals:

1. **Cove Point LNG -- (Planned Expansion)** Lusby, Maryland; Dominion; Sendout 1 Bcf/d; Planned expansion would add 0.8 Bcf/d of sendout capacity in 2008; Storage capacity will increase from 5 Bcf to 7.8 Bcf in 2005 (approved by FERC) and then to 14.6 Bcf in 2008. The 2008 project also would include 47 miles of looping along the Cove Point Pipeline in Maryland, a new 81-mile pipeline in Pennsylvania between Perulack, PA, and Leidy, PA, and various smaller new pipelines and looping projects in Pennsylvania designed to increase transportation of gas between the import terminal and Dominion's many gas storage fields that serve the Northeast and Mid Atlantic regions. Dominion received FERC authorization Aug. 17, 2004 to begin the NEPA prefilling process on the 2008 project. The company intends to hold an open season in fall 2004. In 2003, the company completed its Cove Point East pipeline expansion, which included two new compressor stations with 19,340 of horsepower in Loudoun and Fairfax counties, VA. The \$43.5 million project added 445,000 Dth/d in additional firm transportation capacity for Washington Gas Light and Virginia Power Service Energy Corp. Statoil has signed a contract for 1.05 Bcf/d of the total 1.8 Bcf/d of planned send-out capacity in the 2008 expansion project. The remaining 750 MMcf/d of capacity will be owned by Shell, BP and peaking customers. FERC approved the resumption of LNG imports at Cove Point in October 2001. The terminal received its first commercial delivery in 23 years in August 2003 from Trinidad and Tobago. Cove Point was originally constructed in the mid 1970s at a cost of \$400 million.
2. **Elba Island -- (Expanding)** Elba Island, Georgia; El Paso; Sendout 0.44 Bcf/d; Expansion approved by FERC in April 2003 allows the company to add 3.3 Bcf of storage capacity and boost the design sendout rate of the terminal by 0.36 Bcf/d, bringing total storage capacity to 7.3 Bcf and the send-out rate to about 0.8 Bcf/d. The \$148 million project has a targeted completion in the first quarter of 2006. Shell Gas & Power has entered into a binding precedent agreement with Southern LNG to acquire all of the expansion capacity for a 30-year term. Marathon signed contract in 2002 to deliver 58 Bcf/year of LNG to Elba Island for 17 years; BG Group holds rights through December 2023 to market 446 MMcf/d of sendout capacity, including 159 MMcf/d from LNG delivered by Marathon and LNG delivered by BG from Atlantic LNG trains 2 and 3 in Trinidad. Terminal was given authorization by FERC in December 1999 to resume import operations after being idled for 20 years and received its first new shipment on Oct. 2, 2003 from a tanker that was barred from entering the Distrigas terminal in Boston Harbor because of security and safety

concerns.

3. **Everett LNG** -- Everett, Massachusetts; Distrigas of Massachusetts Corp. (Tractebel LNG/Suez); Peak sendout capacity 1.035 Bcf/d; Storage capacity 3.4 Bcf (42 million gallons) in two storage tanks. Distrigas expanded its baseload sendout capacity by 300 MMcf/d to 725 MMcf/d in 2003. Distrigas serves about 20% of New England's annual gas demand. The Distrigas terminal is connected to Algonquin Gas Transmission, Tennessee Gas Pipeline and KeySpan's gas distribution system. Distrigas also provides LNG to customers that have LNG storage tanks through four truck loading bays with a maximum liquid sendout of more than 100 MMcf/d or 1.2 million gallons/day. The terminal received its first shipment of LNG in November 1971.
4. **Trunkline LNG (Phase I Expansion Approved; Phase II Pending at FERC)** -- Lake Charles, Louisiana; Panhandle Energy (Southern Union); Sendout capacity 0.63 Bcf/d. Storage capacity 6.5 Bcf. In December 2002, FERC approved Trunkline LNG's plans to expand the facility to 1.2 Bcf/d of sendout capacity and 9 Bcf of storage capacity. Plans call for construction of a fourth storage tank and a second unloading dock, giving it the ability to unload two ships simultaneously. The cost of the expansion is \$177.2 million, and it has a targeted in-service date of December 2005. A second proposed expansion was filed with FERC in January 2004. It would bring sendout capacity to 1.8 Bcf/d with peak sendout of 2.1 Bcf/d by mid 2006. The project also calls for the construction of a 23-mile pipeline from the LNG terminal to the mainline of Trunkline Gas, and for construction of additional pumps and vaporizers along with unloading facilities added to a second dock. The new pipeline would parallel an existing pipeline, increasing pipeline capacity from the terminal to 2.1 Bcf/d from 1.3 Bcf/d. BG Group has rights to entire sendout capacity.

* Operating LNG import terminal in Puerto Rico was not included in this report.

Planned and Proposed Terminals

Atlantic Coast

1. **Bear Head (Granted Environmental Approval by Canadian and Provincial Governments)** -- Point Tupper, Nova Scotia; Access Northeast Energy (purchased by Anadarko); Sendout 1 Bcf/d after Phase I; Service November 2007. The two-phase project involves construction and operation of a 7.5 million ton/year capacity marine LNG terminal, land-based storage tanks and a land-based regasification area with a gas sendout capacity of 1 Bcf/d in Phase I and future expansion of sendout capacity to 1.5 Bcf/d in Phase II. The facilities would deliver gas into the Maritimes and Northeast Pipeline, which serves eastern Canada and Northeast U.S. markets. Nova Scotia Department of Environment and Labour and Canadian Environmental Assessment Agency concluded in August 2004 that the terminal, proposed for construction at the Point Tupper/Bear Head Industrial Park on the Strait of Canso, is not likely to cause significant adverse effects on the environment. It is the first of several approvals required before the company can begin construction.
2. **Brayton Point LNG (Planned)** -- Somerset, Massachusetts, near Brayton Point Station; Somerset LNG; 0.65 Bcf/d.
3. **Calypso (FERC Approved Pipeline; Bahamas Granted Preliminary Approval)**-- Freeport Grand Bahama Island, Bahamas; Tractebel LNG; Sendout 0.83 Bcf/d; Service expected in 2007. The \$132 million 54-mile U.S. portion of the pipeline system between the offshore international boundary and Port Everglades, FL, in Broward County was approved by FERC in March 2004. The U.S. segment of the pipeline, which will have a capacity to deliver 832,000 Dth/d of gas, would travel onshore to a proposed interconnection with Florida Gas Transmission adjacent to Florida Power & Light's (FPL) Ft. Lauderdale power plant. The terminal application is pending in Bahamas. The Bahamian environmental commission is expected to rule soon on the project, which

- already has preliminary commercial approval from the Ministry of Trade and Industry. Final parliamentary approval is expected in fall 2004.
4. **Canaport (Approved by Canadian and Provincial Governments)** -- St John, New Brunswick; Irving Oil; C\$500 million; Sendout 1 Bcf/d; Storage capacity 480,000 cubic meters in three 160,000 cubic meter tanks. Canaport received final approval from Canadian agencies in August 2004. Approvals were issued by the New Brunswick Department of Environment and Local Government, Environment Canada, and Fisheries and Oceans Canada, in accordance with the provincial Environmental Assessment Regulations and the federal Canadian Environmental Assessment Act. The facility will be located 65 miles from the U.S. border and will be connected via pipeline to the 250,000 bbl/d Irving Oil refinery, which is five miles away.
 5. **Crown Landing (Pending at FERC)**-- Logan Township, New Jersey, adjacent to Delaware River; BP; Sendout 1.2 Bcf/d; Service 2009; Connections planned to three major Northeast interstate pipelines.
 6. **High Rock LNG (Pipeline Pending at FERC; Terminal Pending in Bahamas)** -- Grand Bahama Island, Bahamas; El Paso (FPL Group has option to buy); Sendout 1 Bcf/d. The U.S. portion of the \$226 million, 163-mile Seafarer Pipeline is pending at FERC. The High Rock LNG terminal on Grand Bahama Island is pending in Bahamas.
 7. **Keltic LNG (Planned)** -- Goldboro, Nova Scotia; Keltic Petrochemicals; Sendout 0.5 Bcf/d in 2007, 1.9 Bcf/d in 2009; Terminal to be located at the beginning of the Maritimes and Northeast Pipeline system.
 8. **Northeast Gateway (Planned)** -- offshore Gloucester, Massachusetts; Excelerate Energy LLC; Sendout 0.8 Bcf/d; Cost \$200 million; Service 2007; Expected to be connected to Duke Energy's HubLine pipeline system in Massachusetts Bay through 12 miles of 24-inch diameter pipeline.
 9. **Ocean Express (FERC Approved Pipeline; Awaiting Bahamas Ruling on Terminal)**-- Ocean Cay, Bahamas; AES Corp.; Sendout 0.84 Bcf/d; Service in mid 2006. The 54-mile U.S. pipeline portion of the \$440 million project has been approved by FERC. The LNG terminal is pending in Bahamas. AES is dredging sand and soil to create its own 90-acre industrial island, called Ocean Cay, for its LNG terminal.
 10. **Point Tupper (Planned)** -- Statia Terminals Canada; Sendout 0.5 Bcf/d. Statia Terminals operates the Point Tupper terminal in the Strait of Canso in Nova Scotia. Its primary function is transshipment of crude oil and refined petroleum products. It has 1.2 million cubic meters of capacity.
 11. **Providence LNG (Pending at FERC)**-- Fields Point, Rhode Island; KeySpan/BG Group; Sendout 0.5 Bcf/d; Service in November 2005. KeySpan filed a plan with FERC in April 2004 to convert the existing 600,000 bbl LNG storage terminal in Providence, RI, to an import terminal. KeySpan signed an agreement in October 2003 with BG Group to undertake the \$50 million conversion project. Algonquin Gas Transmission plans to build 1.44 miles of 24-inch pipe with 500 MMcf/d of transportation capacity to connect to the KeySpan facility with service in November 2005; LNC terminal project has encountered opposition from Rhode Island Attorney General Patrick C. Lynch and Rhode Island Gov. Donald L. Carcieri because of safety and security concerns.
 12. **Rabaska (Pending at Canadian and Provincial Agencies)** -- Ville Guay/Beaumont, Quebec; Gaz Metro, Enbridge, Gas de France; Cost C\$700 million; 0.5 Bcf/d; Storage 320,000 cubic meters in two tanks each with capacity of 160,000 cubic meters; Service in first quarter of 2009.
 13. **Quoddy Bay (Planned)** -- Pleasant Point, ME (near Perry, Maine, in Washington County); Passamaquoddy/Sipayik Reservation; Sendout 0.5 Bcf/d, expandable to 1 Bcf/d; Cost \$400 million. The terminal would be located adjacent to the commercial shipping port at Eastport, ME, 40 miles east of the Maritimes and Northeast Pipeline. Members of the Passamaquoddy Native American tribe voted in August 2004 in favor of locating the import terminal on their Sipayik Reservation on Passamaquoddy Bay on the northern Maine coast. Project sponsors Quoddy Bay LLC plan to file FERC application in December 2004.
 14. **Weaver's Cove (Pending at FERC; Received DEIS)**-- Fall River, MA; Poten &

Partners/Amerada Hess; Sendout of 0.4 Bcf/d on average and 0.8 Bcf/d at peak; 0.1 Bcf/d deliverable by truck; Storage capacity for 4.4 Bcf; Cost \$250 million. The project would take up 68 acres of the 73-acre site on the Taunton River feeding into Mount Hope Bay and Narragansett Bay, about 50 miles south of Boston. FERC issued a favorable draft environmental impact statement on the project in August 2004, but noted there was local opposition and the project would need Coastal Zone Consistency Reviews in Massachusetts and Rhode Island. Comments on DEIS are due Sept. 20.

Gulf Coast

15. **Altamira (Approved by State and Federal Mexican Agencies, including the Comision Reguladora de Energia)**-- Altamira, Tamaulipas, Mexico; Shell/Total; Sendout 0.5 Bcf/d, expandable to 1.3 Bcf/d; Two storage tanks, each with a capacity of 150,000 cubic meters; Project cost \$370 million; Construction has started.
16. **Brownsville (Planned)** -- Brownsville, Texas; Cheniere LNG; Sendout 1.5. The project is in the early planning stages. Cheniere has an option for a site for the terminal but has not activated it.
17. **Cameron LNG (Approved by FERC)** -- Hackberry, Louisiana, 15 miles south of Lake Charles; Sempra Energy; Sendout 1.5 Bcf/d; Service 2007; Cost \$700 million. Sempra expects to have supply agreements in place before the end of the year but supply available to North America is expected to be tight until 2008, according to CEO Stephen Baum.
18. **Compass Port (Pending at Coast Guard)**-- offshore Alabama (11 miles south of Dauphin Island); Compass Port LLC (ConocoPhillips); Sendout 1 Bcf/d; Storage capacity 300,000 cubic meters in two storage tanks; Cost \$500-800 million; Awaiting Coast Guard approval. The Coast Guard held scoping meetings in April regarding the proposed pipeline system and is expected to release a draft environmental impact statement on the project in the next few months. Compass Port would connect with Gulfstream Natural Gas System, Transcontinental Gas Pipe Line and Gulf South Pipeline Co. LP. The proposed 31 mile takeaway pipeline would have the capacity to transport 1 Bcf/d.
19. **Corpus Christi (Pending at FERC)** -- Corpus Christi, Texas; Cheniere LNG; Sendout capacity 2.0 Bcf/d; Three 160,000 cubic meter storage tanks; Service in late 2007. Cheniere is waiting on a draft environmental impact statement from FERC.
20. **Freeport LNG (Approved by FERC)** -- Freeport, TX, on Quintana Island in Brazoria County; Cheniere/Contango/ConocoPhillips; Project cost \$400 million; Sendout 1.5 Bcf/d; Storage capacity 7 Bcf; 9.4 mile pipeline to Stratton Ridge. Service in second half of 2007; On June, 18, 2004, FERC awarded Freeport LNG Development LP authorization under Section 3 of the Natural Gas Act to site, construct and operate the import terminal. Conoco has signed an agreement to take 1 Bcf/d of the regasification capacity.
21. **Golden Pass (Pending at FERC)** -- Sabine Pass, Texas, 10 miles south of Port Arthur; ExxonMobil; 1 Bcf/d, expandable to 2 Bcf/d; Project cost \$600 million; Service in late 2008; ExxonMobil and Qatar Petroleum have signed an agreement to supply 15.6 million tons a year of LNG (2 Bcf/d) to the United States from Qatar for 25 years. Filed with FERC in November 2003.
22. **Gulf Landing (Pending at Coast Guard)** -- West Cameron Block 213 about 38 miles offshore, Louisiana; Shell US Gas & Power LLC (Royal Dutch/Shell); Service in 2008 or 2009; Sendout 1 Bcf/d.
23. **Ingleside Energy Center (Pending at FERC)** -- Ingleside, Texas, near Corpus Christi; Occidental Petroleum; Cost \$400 million; Sendout 1 Bcf/d; Service 2007; Started NEPA pre-filing process at FERC in April 2004.
24. **Louisiana Energy Bridge (Approved by Coast Guard)**-- offshore Louisiana (40 miles offshore); El Paso Corp./Excelerate Energy LLC; Sendout 0.5 Bcf/d; Cost \$60 million; Service in early 2005; Approved by the Coast Guard. A Korean company is building three specialized 138,000

cubic meter LNG cargo ships for Exceleerate. The ships are being built with unique and untested onboard regasification systems that will allow them to deliver regasified LNG into specialized buoys offshore that will be connected to pipelines that will bring the gas to shore. The terminal is expected to be operational in January 2005, but it probably will not receive first spot cargo deliveries until mid 2005 or later because of constraints on the supply side. Exceleerate said there are 10 liquefaction projects under construction, five of which are due online in 2005. Two liquefaction trains are being built in Egypt, two in Nigeria and one in Trinidad. As of June 2004, Exceleerate had not lined up long-term supply or market agreements for its Louisiana Energy Bridge. The company also is planning an Energy Bridge offshore Gloucester, MA.

25. **Main Pass Energy Hub (Pipeline Pending at FERC; Terminal Pending at Coast Guard)** -- Main Pass Block 299 offshore, Louisiana, 37 miles east of Venice, LA; Freeport-McMoRan; Service in late 2007; Cost \$440 million; Sendout 1 Bcf/d; Storage capacity of 250,000 cubic meters. The project includes a proposed 28 Bcf salt dome natural gas storage facility with peak deliverability (including terminal vaporization) of 2.5 Bcf/d. A terminal application has been filed with the Coast Guard and a pipeline application was filed with FERC in March 2004 (watch [McMoRan's Main Pass Energy Hub Video](#)).
26. **Navy Homeport LNG (Planned)** -- Mobile, AL, ExxonMobil; Sendout 1 Bcf/d; Project cost \$600 million; In service 2009. ExxonMobil paid \$38 million in 2003 for a three-year option on 200 acres of land along Mobile Bay south of the Mobile city limits. It still has not filed an application with FERC for the terminal. A series of articles in the local *Mobile Register* newspaper in fall of 2003 highlighted safety issues regarding LNG terminals. Subsequently, Alabama Gov. Robert Riley warned FERC and the state port authority that he would block the sale of state-owned land outside of Mobile to ExxonMobil to site the import terminal unless the agency first conducted an independent, site-specific study of the potential hazards facing the public.
27. **Pearl Crossing (Pending with Coast Guard)**-- Offshore Louisiana 40 miles south of Cameron Parish; ExxonMobil; Sendout 1 Bcf/d with expansion capability to 2 Bcf/d; Startup in 2008; Filed in May with Coast Guard. Two storage tanks with 125,000 cubic meters each. Two 42-inch diameter pipeline to Starks, LA.
28. **Pinto Island (Planned)** -- Mobile Bay, Alabama; Cheniere LNG; Sendout 1 Bcf/d; Cheniere has an option on a site but has not activated it. There is considerable local opposition to an LNG terminal being located in Mobile (see Navy Homeport LNG above).
29. **Port Pelican (Approved by Coast Guard)** -- Vermillion Block 140, 40 miles offshore Louisiana; ChevronTexaco; Cost \$800 million; Sendout 1.6 Bcf/d; Service 2007; In November 2003, Port Pelican received Coast Guard approval and approval for a deepwater port license from the Maritime Administration of the Department of Transportation, paving the way for the company to begin construction.
30. **Port Arthur -- (Pending at FERC)** Port Arthur, Texas; Sempra Energy; Sendout 1.5 Bcf/d, expandable to 3 Bcf/d; Cost \$600 million; Storage 480,000 cubic meters in three 160,000 cubic meter storage tanks; Service in 2009. The Port Arthur LNG project would feature two unloading berths, and would be capable of doubling its storage capacity in the future to accommodate three additional storage tanks and additional facilities.
31. **Sabine Pass (Pending at FERC; Received DEIS)** -- Sabine Pass, Louisiana; Cheniere LNG; 2.6 Bcf/d; Three 160,000 cubic meter storage tanks; Service in late 2007. Cheniere received a favorable draft environmental impact statement from FERC in August 2004.
32. **Vista del Sol (Pending at FERC)**-- Quintana Island, San Patricio County, Texas, about two miles west of Ingleside; ExxonMobil; Cost \$600 million; Sendout capacity 1 Bcf/d; Service in 2008. Preliminary documents were filed with FERC in January 2004.

Pacific Coast:

1. Fairwinds LNG -- Harpswell, ME; TransCanada/ConocoPhillips; Cost \$350 million; Sendout 0.5 Bcf/d; Service 2009; Canceled because of local opposition; Town residents voted not to lease a former U.S. Navy Fuel Depot site to build the LNG terminal and gasification facilities. The town is located 15 miles northwest of Portland, ME.
2. Hope Island LNG -- Hope Island, Maine (near Cumberland); TransCanada/ConocoPhillips; Canceled because of local opposition.
3. Humbolt Bay LNG -- Eureka, CA, Samoa Point; Calpine Corp.; Canceled because of local opposition. Project would have included 155-mile pipeline and 220 MW power plant.
4. Mare Island LNG -- Vallejo, CA; Shell US Gas and Power/Bechtel Enterprises; Cost \$1.5 billion; Canceled because of cost, shipping scheduling and local opposition due to safety concerns. Tankers would be escorted by Coast Guard under several major bridges including the Golden Gate Bridge and through San Francisco Bay. Mare Island is a former Navy base located about 25 miles northeast of San Francisco.
5. New Jersey Energy Bridge -- Belmar, NJ; El Paso Corp.; Canceled.
6. Tampa LNG -- Tampa, Florida; BP; Canceled.
7. Tijuana Regional Energy Center -- Baja California Norte; Marathon; Sendout 0.75 Bcf/d; Canceled because of local/political opposition. Mexican authorities took back property leases Marathon held for the project. Project also was to include a 1,200 MW power plant, a 20 million gallon seawater desalinization plant and a wastewater treatment facility. Marathon had expected to have the complex in service in 2006.

Copyright ©2004 Intelligence Press Inc. All rights reserved.

Projet Rabaska –

CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE E

« Draft Environmental Impact Statement : Freeport LNG Project » (FERC, 2003)

PUBLIC

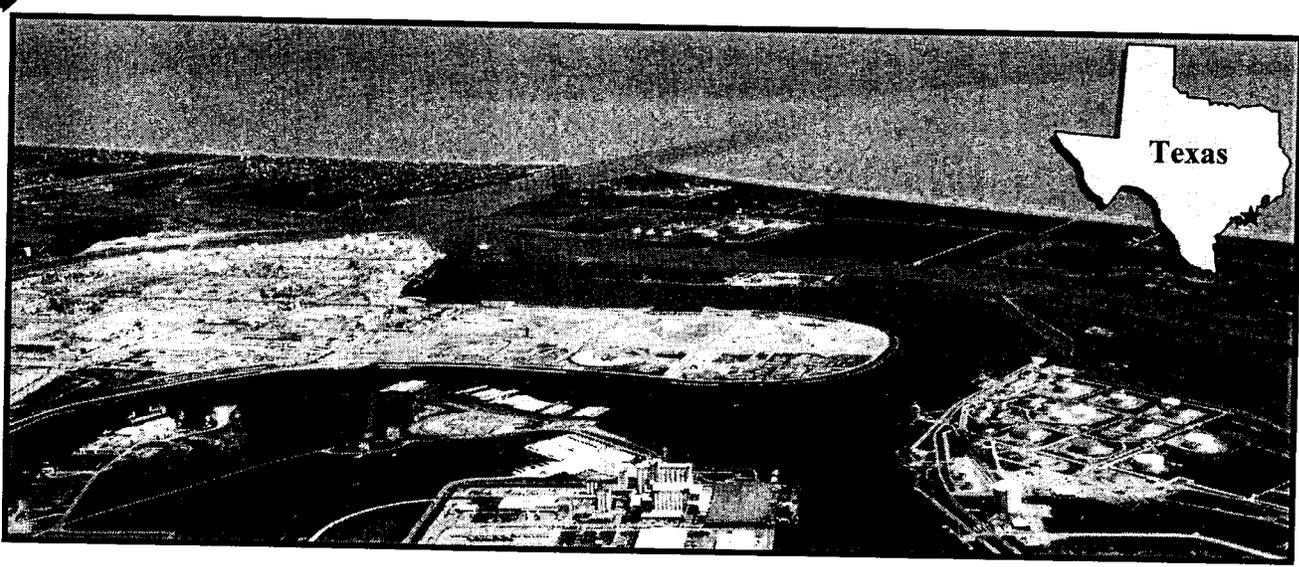
*Draft Environmental
Impact Statement*

NOV -7

Freeport LNG Project

**Freeport LNG Development, L.P.
Docket No. CP03-75-000
FERC/EIS - 0164D**

PUBLIC



Federal Energy Regulatory Commission
Office of Energy Projects
Washington, DC 20426



Cooperating Agencies



**US Army Corps
of Engineers®**



NOV -7

November 2003

Discussion

We are not declaring a preference over any of the six tank designs (or other variations of the six) and/or which tank designer is better at designing and constructing LNG storage tanks. There are a couple of unique design features associated with the full containment type tank which warrant discussion, particularly here in the case before us where Freeport LNG proposes a full containment design. It is also important because this type of design has never been built in the United States (U.S.). Additionally, as stated earlier, some of the terminology is new to the U.S. LNG community, including the term "full containment". This term does not appear in any U.S. code or standards for LNG facilities, including the DOT regulations, NFPA 59A, or API 620. Since the above codes/standards do not use the term "full containment", its applicability may be questionable.

Further compounding the terminology problem is the assumption being made by a number of U.S. firms that tanks which are designed and constructed to meet the European code for LNG facilities (EN 1473) automatically meet the U.S. code and standards. This is simply not the case.

For example, the European standard for LNG facilities EN 1473 states that for full containment tanks with a prestressed concrete wall and concrete roof, there is no need to consider a tank fire scenario. FERC staff and the Office of Pipeline Safety staff of DOT do not agree with this. The proposed Freeport LNG storage tanks also do not have concrete roofs. Neither NFPA 59A nor Part 193 of the DOT code exclude full containment from thermal exclusion zone requirements. As stated earlier, neither uses the term "full containment". As a result, a thermal exclusion zone analysis was done for an LNG storage tank fire at the top of the secondary container to determine if the proposed Freeport LNG terminal meets the DOT and NFPA safety requirements (see section 4.12.4).

The EN 1473 standards also conclude that since full containment tanks do not have a tank fire scenario, they do not have to have a minimum distance to the property line for such tanks. We do not agree with that either. The National Fire Protection Association's LNG standards NFPA 59A require 0.7 times the diameter. The Freeport LNG tanks meet this requirement.

Following this same logic about not having a tank fire scenario, there also would be no requirement for a tank deluge system to protect a tank from radiation from a tank fire from an adjacent tank. NFPA 59A currently has no criteria for radiation onto adjacent tanks; however a 10,000 Btu per square foot per hour thermal radiation criteria has been used in the past. The spacing of the Freeport LNG storage tanks meets this criteria.

The more important issue however is that the tank's outer wall is synonymous with the dike; i.e. the outer wall serves as both an outer wall and a dike. The U.S. code and standards are quasi silent in that the term "full containment" is not used in the documents. The DOT minimum Federal safety standards do however allow this concept in Parts 193.2161 and 193.2167. NFPA 59A seems to have an "exception" in Figure 2.2.2.6 of their standards which would also allow this concept. This "exception" first appeared in the 1979 version of NFPA 59A. Prior versions did not include this "exception". It should however be noted that under a Memorandum of Understanding between the FERC and DOT, the FERC can impose additional safety requirements which ensure or enhance operational reliability of its jurisdictional LNG facilities.

That being said, there is a rather strong sentiment within staff that the lack of definition in the U.S. codes and standards should not be the justification for permitting the use of this containment concept. A specific concern is the dual function of the concrete secondary container: it serves both the operational function of holding the insulation and gas pressure, and a safety function of containing liquid in the event of an inner tank failure. Conversely, in single and double containment tanks, independent systems

provide operational and safety functions. While recognition must be given to the benefits of a concrete secondary container with respect to external events, such as projectiles or small aircraft, its ability to provide the dual functions while retaining its integrity has not been convincingly supported for all scenarios. This becomes increasingly important as proposed site acreage is reduced and buffer zones between adjacent property are minimized. As such, we believe it prudent to ensure that the possible loss of integrity of the secondary container, while very remote, does not result in LNG leaving the site.

The reality is that full containment tanks have never been built in this country and good engineering practice and conservatism should be part of any safety analysis. Acts of terrorism must simply be considered in this day and age where the unimaginable suddenly becomes imaginable. Although "full containment" tanks have been used in other countries, large-scale cryogenic tests of outer concrete containers with carbon steel inner surface liners have never been performed. It is also not clear how an internal leak is quickly detected but that issue is addressed in one of the recommendations out of the cryogenic design and technical review conducted separately in Section 4.12.2. In order to assure containment and control of any postulated leak or spill, the design of a cryogenic storage facility should include impounding areas for all critical liquid handling components such as storage tanks. Recognition should also be given to the possibility of liquid expansion from depressurization and boiling, and the momentum effect of rapidly released liquid including hydraulic forces and erosive effects, both of which could result from a major component failure.

As stated above, the protection that the external concrete wall of a full containment system would provide to the stored LNG could significantly enhance the safety of the product in the event of a credible attack on the facility. However, this does not provide containment in the event of a catastrophic failure, and an additional measure is recommended. It is also noted that the cryogenic design and technical review conducted separately in section 4.12.2 came to this same conclusion.

This issue has some history in a past LNG case. On page 4-57 of the Hackberry LNG Project DEIS, we recommended that:

- **Hackberry (Cameron) LNG provide an LNG storage spill containment system, external to the LNG storage tanks, to contain the entire contents of one full storage tank (1,006,000 barrels).**

This recommendation drew considerable amount of oral discussion at a cryogenic design and technical conference held in Sulphur, Louisiana on April 23, 2003. Attendees included several representatives from industry, including but not limited to Cameron LNG, BP Energy, Weaver's Cove Energy, Sempra Energy, BP LNG Services, TRC Companies, Cheniere Energy, CMS Trunkline, and Conoco Inc; LNG consulting groups including Natural Resources Group, CH-IV International, Black & Veatch Pritchard, Poten & Partners, and Project Technical Liaison Associates; the project's expected tank manufacturer Skanska Whessoe, and members of the general public. This issue was also discussed at a September 24, 2003 Cryogenic Design and Technical Review conference for this proposed Freeport LNG Project. Other discussions on this issue (but not specifically for this project) have been conducted over the last year with other groups, including the Office of Pipeline Safety of the Department of Transportation and committee members of the National Fire Protection Association 59-A LNG Committee.

There is agreement and disagreement over the intent of this recommendation and, perhaps more specifically, the recommendation's use of the word "containment". The authors admit that the use of this word has more serious legal complications that were not intended with the recommendation. This gets further confusing when Part 193, NFPA 59-A, and the European EN 1473 standards are not consistent with their definitions of containers and other terms, such as impounding area, impounding space, impounding systems, dike, and bund walls.

Participants at the April 23, 2003 conference suggested that if some or all of the above terms are used, it may prohibit certain equipment being located within the above structures and/or they may conflict with other parts of the various codes with respect to hazardous and electrical code classifications. Others were concerned that if it was considered as "confinement" that regulators would require new thermal and vapor cloud calculations and these calculations would supercede the calculations already done for the DOT and NFPA requirements. This is an excellent point and the authors wish to point out that new calculations were not envisioned nor required nor justified. There may be other ramifications as well but the term is clearly bothering those in the LNG engineering community. **That was not the intent of the recommendation and staff has rectified the concerns with better wording.**

What was the intent? Simply put, it was the intent of the authors to recommend some form of barrier to prevent liquid from flowing to an unintended area; i.e. outside the plant property, in the event that the storage tank primary and secondary containers fail. That intent has not changed.

There appeared to be two options for meeting the above recommendation—a low or high level containment beyond the storage tanks. A low level earthwork berm could be constructed on or near the perimeter of the facility, such that it would encompass the LNG storage tanks and process area. This may involve the possible relocation of some of the perimeter roads, firewater tank, administration building, and raising the level of certain buildings and general ground levels to match the revised level of the perimeter roads. Given the present construction schedule of the storage tanks, the overall schedule would not be greatly affected.

The second option would be to construct a high level dike constructed around the LNG tanks such that it would encompass both tanks and leave the balance of the plant relatively unaffected. It is recognized that the area available to construct the containment could be increased by relocating equipment and piperacks in the process area. This option might result in a slight effect on the project's overall schedule. Estimated costs vary but would clearly be more than option 1 (which predominately involves earth movement versus high wall construction). Option 1 offers an added feature in that it would have the benefit of offering additional containment for process area spills.

The applicant (Freeport LNG) has proposed to extend the existing storm-surge barrier/levee around the site to achieve desired protection. Although the intended purpose of the storm-surge/levee barrier is to protect the facility from extreme tidal surges caused by hurricanes, rather than confine LNG, the barrier would enclose the site and would nevertheless confine LNG on the project property in the event of any hypothetical catastrophic event. Also, as stated earlier, this option would prevent process area spills from leaving the plant. The proposed extension of the existing levee however would have drainage gates. A system must be developed (via low temperature detectors or other passive means) to detect the presence of cold liquid/vapor to automatically close the drainage gates in the event of an LNG spill.

In comments on the Hackberry LNG Project DEIS, several parties recommended that the Commission staff actively work with the NFPA, the Department of Transportation, and other interested agencies and parties to develop specific, standardized requirements for full-containment designs. Staff agrees with this and is already in specific discussions with these entities. In addition, the subject will be on agenda for the next and future NFPA 59-A LNG Committee meetings

Because this is an important issue, we shall retain the intent of the recommendation as follows:

- **Freeport LNG shall provide a barrier to prevent LNG from flowing outside the plant property in the event that the primary and secondary storage tank containers of a single tank fail. This can be achieved by the storm-surge barrier/levee Freeport LNG proposes to extend. It also should be designed to allow removal of rainwater (or any spill over from a storm) without open drainage. A system for detecting the presence of cold liquid/vapor must be incorporated into the design to automatically close drainage gates in the event of an LNG spill. Freeport LNG shall submit the final design of this barrier to the Commission staff for review and approval prior to construction.**

4.12.4 Siting Requirements – Thermal and Dispersion Exclusion Zones

Regulatory Requirements

The LNG facilities proposed in this project must comply with the siting requirements of 49 CFR 193, subpart B. On March 30, 2000, DOT revised 49 CFR 193 to incorporate NFPA 59A (1996 edition) into the LNG regulations. The following sections specifically address offsite hazards:

- **Part 193.2001, Scope of Part**, excludes any matter other than siting provisions pertaining to marine cargo transfer systems between the marine vessel and the last manifold or valve immediately before a storage tank.
- **Part 193.2005, Applicability**, states that safety requirements mandating compliance with NFPA 59A and other revisions to Part 193 governing siting, design, construction, equipment, fire protection, operation and maintenance apply to LNG facilities placed in service after March 31, 2000.
- **Part 193.2051, Scope**, states that each LNG facility designed, replaced, relocated or significantly altered after March 31, 2000, must be provided with siting requirements in accordance with Subpart B and NFPA 59A. In the event of a conflict with NFPA 59A, then Part 193 prevails.
- **Part 193.2057, Thermal radiation protection**, requires that each LNG container and LNG transfer system have thermal exclusion zones based on three radiation flux levels in accordance with section 2-2.3.1 of NFPA 59A.
- **Part 193.2059, Flammable vapor-gas dispersion protection**, requires that each LNG container and LNG transfer system have a dispersion exclusion zone in accordance with section 2-2.3.2 of NFPA 59A.

For the following LNG facilities that are proposed in this project, we have identified the applicable siting requirements from Part 193 and NFPA 59A:

- Two 1,006,000-barrel LNG storage tanks - Parts 193.2057 and 2059 require the establishment of thermal and flammable vapor exclusion zones for LNG tanks. NFPA 59A section 2-2.3.1 specifies four thermal exclusion zones based on the design spill and the impounding area. Section 2-2.3.2 specifies a flammable vapor exclusion zone for the design spill.
- Marine cargo transfer system consisting of three 16-inch-diameter unloading arms, a 16-inch-diameter vapor return line, two 26-inch-diameter transfer lines to storage tanks, and a 16-inch-

Projet Rabaska –

CONSCÉQUENCES D'ACCIDENTS MAJEURS

ANNEXE F

« Consequences of LNG Marine Incidents » (Pitblado et al., 2004)

Consequences of LNG Marine Incidents

R M Pitblado, J Baik, G J Hughes, C Ferro, S J Shaw
Det Norske Veritas (USA) Inc., Houston, TX 77084
Email: robin.pitblado@dnv.com

ABSTRACT

The LNG industry in the US is currently facing challenges obtaining approvals for new receiving terminals. A factor of concern at public meetings relates to the potential hazards associated with marine transport accidents or terrorist events. The purpose of this study is to develop a range of well conceived maximum credible failure cases from accidental or terrorism causes and to predict hazard zones using a well validated model. Hazard zones that are presented in this paper tend to fall below many of the values previously quoted. While additional experimental trials may be warranted, current results are of sufficient confidence to draw valid conclusions.

1. INTRODUCTION

1.1 Background

Liquefied Natural Gas (LNG) represents an important potential energy source for the US over the next 30 years and will contribute to energy security and diversity. Government agencies (including the US Department of Energy, the Federal Energy Regulatory Commission and the US Coast Guard) are actively involved to ensure a suitable and safe infrastructure. One public concern is the marine transport element, as this may appear to have more vulnerability to threats than the LNG terminal itself which has robust LNG tanks and secure boundaries.

Currently there are 5 import and 1 export LNG terminals in the US including Puerto Rico. There are over 30 proposed developments in the US and in nearby parts of Canada and Mexico. While a small number of new terminals have been approved or are proceeding through the approval process, a number have failed to go forward and local opposition to LNG has developed. Part of the public objections relate to safety concerns about the potentially large consequence zones for LNG shipping incidents. While some of these estimates have been based on non-credible assumptions and inappropriate models, others have been based on sound assessments but with overly pessimistic assumptions.

The objective of this paper is to review the range of potential LNG marine spillage events from collision, grounding, operational error, and terrorism. The identification of credible hole sizes for loss of containment events is based on a review by specialists knowledgeable in all aspects of the LNG transport activity. Credible in this context means those events whose precursors are technically feasible but still highly unlikely within a future context of LNG activity in the US – 30 terminals, 30 years, 100 visits/year. The consequences from maximum credible events are assessed, regardless of their likelihood – none of which have occurred in the 40 years of LNG shipping and many of which will be extremely unlikely given the excellent

operating history and the degree of safeguards now required. Operational safety has improved in the past 20 years through training, procedures, regulations, security measures and operational experience, etc. A projection based on historical information would give the most likely leak size for the foreseeable future of the LNG trade in the US (30 years, 30 terminals, 100 visits/yr) as zero – i.e. no leak event would be anticipated.

The methodology employed on this study involved a review of published literature and operational experience with LNG carriers and LNG experimental trials. A formal hazard identification (HAZID) was carried out using a group of classification, industry and risk specialists to identify precursor events that could lead to credible loss of containment events. These were converted into maximum credible hole sizes. Additional discussions were held with Sandia National Laboratories to further refine hole sizes to account for potential terrorism events. In order to predict hazard distances from maximum credible hole sizes, the PHAST software model was selected. Its validation, both generally and for LNG specifically, is presented and hazard distances for people developed. Potential uncertainties are estimated and suggestions made for further research.

Consequence assessment is valuable for decision making, particularly for locations beyond the hazard ranges predicted. For critical locations within hazard ranges, a more detailed risk analysis, that takes account of the safeguards and explicitly assesses the likelihood of events as well as the consequence, would be most appropriate. The scope of the shipping activity covers port entry, port transit, maneuvering and jetty activities.

2. LNG SHIPPING ACTIVITIES

2.1 History of marine shipments of LNG

LNG shipments began in the late 1950s. The first commercial trades started in the early 1960s and by the 1970s international trades had been established with the subsequent requirement for LNG carriers. The LNG trade has been fairly stable in this period, characterized by long term supply contracts. Bainbridge (2003) reports the world fleet of LNG ships as 146, and about half of these are 20+ years old. The number of vessels and year of construction are shown in Figure 1.

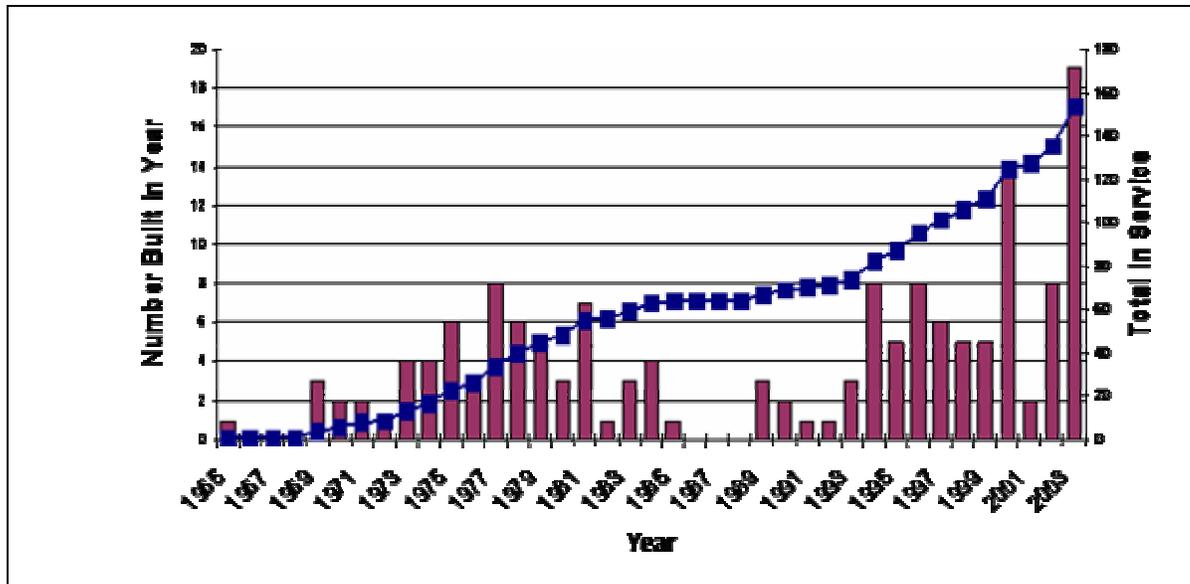


Figure 1. LNG carriers in service by build year

There are 20 ships scheduled for delivery in 2004 and a further 20 in 2005. There are a number of LNG carriers in service of over 20 years age as can be seen in Figure 1. The majority of these older carriers are small and dedicated to trades away from the US. Most of the projects under consideration in the US will have new dedicated LNG vessels ordered to support the specific requirements of the project.

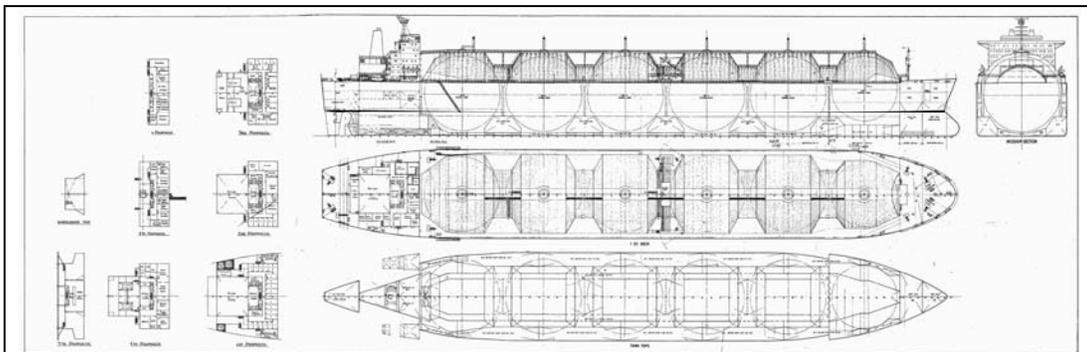
A number of ship designs were investigated. Currently there are two main ship types: a dual membrane of Gaz Transport or TechniGaz (GTT) design or a single wall spherical design by Moss. While design details differ, both currently have LNG carriers sailing of more than 135,000m³ capacity, using between four and six cargo tanks. Newer vessels on order will generally be a minimum of 138,000m³ and probably some will be substantially larger with designs of in excess of 200,000m³ being considered. Design standards are established by the IMO IGC Standard (1993) and supported by Classification Society Rules (e.g. DNV, ABS, Lloyds). Typical arrangement drawings of the two vessel types are shown in Figure 2.

GTT Membrane design

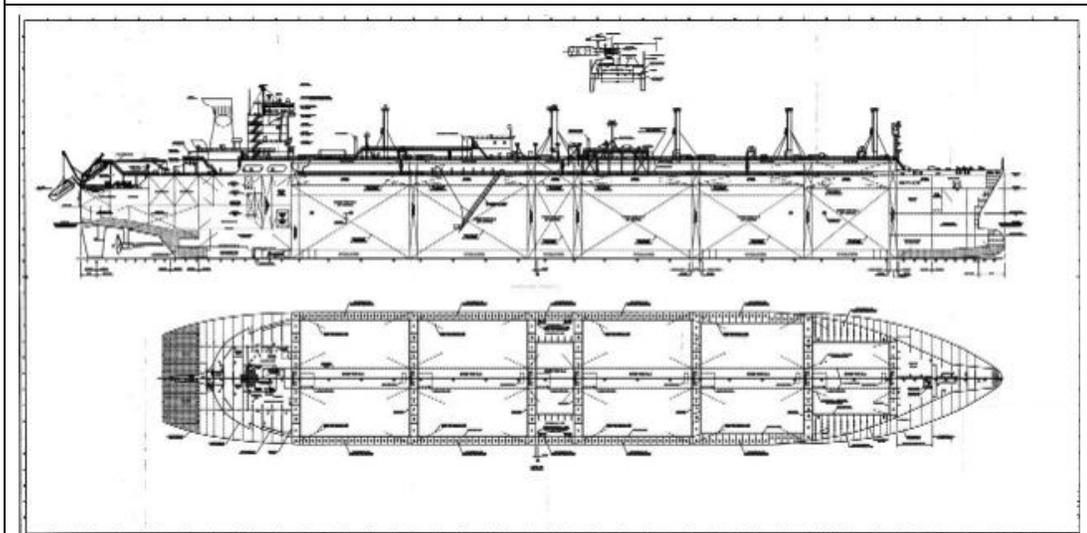
The dual membrane design consists of thin stainless steel or high nickel steel membranes 0.7 to 1.2mm thick which are capable of containing the hydrostatic load of 25,000m³ of LNG but rely on the vessel to provide the structural support. The dual membranes are separated by thick perlite and plywood or polyurethane insulation. The tanks are maintained at very low positive pressure and the boil-off gas is collected and provides the ship's power. Internal pumps are used to export the LNG. There are no bottom connections to leak or fail. The barriers between the outside world and the LNG cargo are: double hull, internal hull structures, the outer membrane, the plywood box insulation, the inner membrane. The gap between the water and the cargo is at least 2m and often 3 to 4m. A large cofferdam separates each LNG membrane tank, reducing the potential for an event in one tank to affect its neighbor.

Moss Spherical design

The spherical tanks in the Moss design are usually constructed of aluminum with thickness varying from 29 to 57mm. As for the membrane tank, thick insulation surrounds the tank and limits boil-off to under 0.2% per day. The sphere has internal LNG pumps with no bottom connections. The sphere maintains its own structural integrity and it does not rely on the vessel for this purpose. The cargo load is transferred to the vessel through a continuous metal skirt attached to the equator of the sphere. As for the membrane design, there are multiple barriers between the external environment and the LNG cargo. The hull is a double hull with internal structures. Some vessels have a further wall surrounding the sphere. The sphere is protected with an external skirt (providing support), insulation, and the sphere wall.



Typical Moss 125,000m³ Spherical LNG Carrier



Typical GTT 125,000m³ Membrane LNG Carrier

Figure 2. Typical LNG carrier arrangement drawings

Comparisons between LNG Ship Designs

Both the membrane and spherical ships afford extra physical barriers between the cargo and the external environment compared to double hull oil tankers. Because of its shape, the sphere is on average much further separated from the external environment. It also has additional structural barriers. Conversely, as the membrane design uses its internal volume more efficiently, there are no large internal void spaces, and it presents less windage area. Overall the risk is thought to be of similar order for either design.

2.2 LNG Shipping Accident Record

The LNG shipping industry has an exemplary safety record in terms of cargo loss. To date, there have been close to 80,000 loaded port transits with no loss of containment failure. There have been two serious groundings, both in the late 1970s, but neither of these resulted in cargo loss. As the *El Paso Paul Kayser* event was very serious, striking a rock at 19kts, and the *LNG Taurus* also serious at 12 kts, these are good confirmations of the inherent strength of this type of vessel with its additional barriers and physical separation of the cargo to the sea. LNG vessels have experienced a broadly similar number of events to other vessels in terms of minor collisions, strikings, small leaks and fires. None of these resulted in a containment failure or release of cargo.

Analysis of oil tanker accident records (IOTPF, 2004) and specific records for LNG and LPG gas carriers shows that the number of serious incidents reported annually has improved by a factor of between seven to ten since 1980, due to a wide range of regulatory, design, crew competence and ship management improvements. Both grounding events occurred in 1979, qualitatively supporting improvement statistics.

The historical record of 80,000 loaded port visits is very close to matching the foreseeable future of 100,000 visits in the US and this shows no significant LNG cargo loss of containment events. Given the improvement in operational safety in the past 20 years, through training, procedures, regulations, security measures and operational experience etc, a projection based on historical information would give the most likely leak size for the foreseeable future of the LNG trade in the US (30 years, 30 terminals, 100 visits/yr) as zero – i.e. no leak event would be anticipated. The analysis presented in this paper uses a much more conservative approach of maximum credible event.

2.3 Collision Modeling

A substantial volume of work has been done recently by the LNG industry, ship yards and academia to assess ship collision impacts. Most of this is based on dynamic finite element analysis. Paik (2001) (Figure 3) gives an interesting analysis that shows spherical carriers can withstand a 90° side-on collision with another similar LNG carrier at 6.6kts (50% of normal port speed) with no loss of LNG cargo integrity. This drops to only 1.7kts for a fully loaded 300,000dwt oil tanker collision into an LNG carrier. Although 90° collisions are credible in open water such large oil tankers only enter a few US ports and thus collision is not generally credible. However it would need to be considered in an analysis of those ports when considering port

geometry. A conservatism in most of this work is that leakage is assumed whenever the LNG tank space is impinged upon (i.e., the LNG containment is unable to withstand any deformation). However, experience indicates that some deformation of the cargo tank can be expected without any loss of containment.

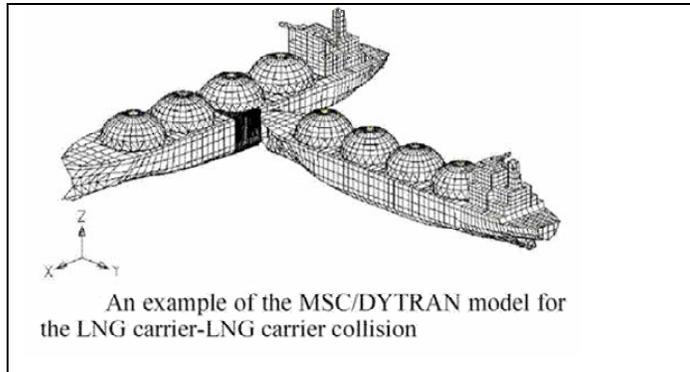


Figure 3. LNG to LNG ship collision analysis (Paik, 2001)

3. HAZID AND HOLE SIZE DETERMINATION

A feature of this work was the effort to assess hole sizes in the hull and LNG tank based on the input of specialists knowledgeable both in LNG shipping activities and in general risk assessment of flammable process facilities. Key skills of HAZID (Hazard Identification) team members included marine classification engineers, naval architects, structural specialists, marine officers, risk analysts, and process, mechanical and safety engineers. The HAZID session involved a total of 23 specialists. A formal procedure was followed where the team reviewed the various phases of an LNG vessel progress through the port (approach, transit, maneuvering, at the jetty) as different threats and safeguards apply to each phase.

The team worked with a definition of credible which was: there must be the potential for an initiating event to be technically feasible (even if highly unlikely) within the expected lifetime of the activity. In the US context, this is 30 terminals, operating for 30 years, with 100 loaded LNG visits per year. This is approximately 100,000 loaded visits. The major outcome would be at a very much lower frequency as there are intervening safeguards (design and procedural).

The team did not require that the event had occurred – in fact, **no significant loss of LNG tank cargo event has ever occurred**. The test for credibility was based on the threats and safeguards currently deployed. Essentially all the events identified as credible have never occurred to an LNG vessel. To put the test of credibility into context, there have been 80,000 loaded port transits of LNG vessels since the trade started without cargo tank loss of containment events.

Identified Events

The HAZID (Hazard Identification) team identified a number of significant, but rare, events. These were judged credible as the precursor events were realistic, but no formal likelihood evaluation was carried out. It is probable that the actual likelihood of these events would be very much less than 1 in 100,000 visits. A formal QRA

(Quantitative Risk Assessment) and fault tree analysis would be necessary to better estimate the event probabilities.

The main focus of the HAZID was accidental events – that is collision, grounding, striking and operational error. Potential effects of terrorist events was initially considered by the HAZID team, and subsequently updated later based on discussions with Sandia National Laboratories who are advising the US Department of Energy on LNG shipping safety, including terrorism threats.

Key operational threats identified as credible given the current safeguards were as follows:

- Collision at 90° with vessels between to 30 – 150,000 dwt
- Grounding against a pinnacle rock at 12 kts
- Loading arm safety system failure at the jetty resulting in 7-10,000m³/hr discharge for 10 minutes

Involvement of more than one tank in an incident was not judged credible due to vessel design and the accident history.

Hole Size Determination

Estimation of hole size arising from accidents for LNG carriers is difficult as there are multiple barriers in place. Typically there are between four to five physical barriers which must be breached to release LNG cargo. Paik and others who have presented work on collisions base their analysis on when the LNG tank space is intruded upon. In fact, the LNG tank can absorb significant deformation before it fails. The tank material is designed to remain ductile at -162°C. The tank is not completely full of liquid, typically about 96-97% full on arrival, giving a vapor space of over 800m³. So long as the tank is not liquid full and the structure can deform, there is a good chance there will be no leak as the velocity of deformation will be low. The *El Paso Paul Kayser* grounding accident caused major deformation to the hull, but the intervening barriers limited the membrane LNG tank deformation to around 1m, with no leak.

The Hazard Identification team identified that 250mm would be a credible hole size for a ‘puncture’ type event, therefore this was one of the hole sizes modeled. The other hole sizes to be modeled were derived following the HAZID through discussion with the appropriate experts.

DNV’s leading structural specialist, Dr Bo Cerup-Simonsen, carried out a judgment based review to estimate potential hole size. His qualifications include: Head of DNV’s Hydrodynamics and Structures Section, PhD in Mechanical Engineering, Associate Professor at the Technical University of Denmark, co-organizer of the 2nd International Conference on Collisions and Grounding in 2001, co-developer of a collision model at MIT currently used in the US, and author of over 50 technical papers on topics related to collision and grounding. Additional valuable input was received from Sverre Vålsgard, a colleague in the Hydrodynamics and Structures Department, also with substantial collision and grounding experience.

Dr. Simonsen’s judgment was based on statistical data for collision and grounding damage given in the IMO Guideline for alternative tanker design (IMO, 1995). This damage statistic is made non-dimensional with principal vessel dimensions and the

amount of damage records does not allow for accurate, detailed analyses. It is however believed to be valid for a rough estimate of likely damage extents. If it is assumed that the extent from the outer shell to the LNG tank is 3m and the deformability is 2m, then penetrations less than 5m will not result in leakage. Under this assumption, the damage statistics indicate that only approximately 10% of grounding or collision events will result in leakage. For the events that lead to leakage, opening widths between 0 and 1500mm are equally likely. The average hole width in events leading to leakage is thus 750mm. The longitudinal extent of damage in a grounding event as well as the vertical extent of damage in a collision event may be considerably larger, and the results are obviously quite sensitive to the ductility of the containment system, which is very uncertain. Further analyses are therefore recommended to reduce the uncertainty.

The maximum credible event of 750mm from an operational accident was selected as the maximum credible for two reasons: the data was based on the total merchant navy fleet and LNG carriers have additional strength compared to the norm, and only 10% of grounding events will lead to leakage. A hole size of 1500mm is also selected, but primarily to address terrorist intervention (see later discussion).

The loading arm event assumes some total failure of the loading arm and the associated powered emergency release coupler (PERC) automatic shutoff system. It further assumes that the ship's crew takes 10 minutes to recognize the situation and shut down the LNG supply using other shutoff valves or shutting down the LNG pumps. These actions could be achieved manually if automatic systems failed. This event is very much larger than any leakage event that has occurred over a statistical period similar to that used for the credibility test. As LNG cargo is normally discharged through two arms, the leak rate was taken as $7,000\text{m}^3/\text{hr}$.

In the review of potential terrorist threats, DNV considered typical weapons used elsewhere in terrorist attacks. These can do serious damage to the objects they are designed to target, but they would probably make relatively poor weapons to attack LNG carriers which have very different internal design. Furthermore, if the weapon did penetrate into the LNG cargo space, it would most likely be expected to cause immediate ignition and give a serious local fire, but not a long distance delayed ignition flammable cloud that would be hazardous to the public and nearby critical installations.

Additional discussions with Sandia National Laboratories (private communication) indicated that their analysis of terrorist threats would support a larger hole size. They had undertaken more detailed analysis of the type of threats that may be present. One aspect was that as the attack size became larger, the logistics or means necessary to be successful might suggest other vulnerable targets in the US might become more attractive than an LNG ship. There are many LNG terrorism scenarios that might either fail because of the inherent strength of the vessel, or if they succeeded might generate a very large fire and possibly destroy the vessel but do no significant harm to more distant surrounding communities or critical facilities. Based on Sandia's input, but using our own judgment with respect to our credibility threshold, DNV believes that the maximum credible hole size for LNG marine activities would need to be

increased from 750mm from accidental operational causes to 1500mm to account for terrorism events.

The consequence events considered credible were as follows:

1. 250mm Maximum credible puncture hole
2. 750mm Maximum credible hole from accidental operational events
3. 1500mm Maximum credible hole from terrorist events
4. 7,000m³/hr Maximum credible operational spillage event (10 minutes)
5. 10,000m³/hr Maximum credible sabotage event (60 minutes)

The HAZID Team was not able to consider cryogenic spill effects to the vessel structure and whether this might increase the size of event due to brittle fracture of the ship's structure. While this is possible, there are design and physical features that also may limit escalation due to cryogenic effects (e.g. tank separation, water ingress, interaction with colliding vessel). It would require significant further analysis to evaluate this as there are multiple outcome potentials and time delays, which could range from no increase in the event to some significant increase. This is better analyzed using an approach based on quantitative risk assessment where the probability and consequence of each outcome are assessed in detail.

4. MODELING APPROACH

4.1 Physics of Releases

Given a serious leakage of LNG onto water from a ship, there are many possible physical phenomena that could occur. These have been reviewed and DNV has modeled: LNG discharge (above and below the waterline), pool formation and evaporation, dense gas dispersion, ignition at the lower flammable limit distance, flash fire, and pool fire (initial and sustained). This approach is conservative as it assumes the event causing the hole does not lead to immediate ignition. If immediate ignition occurs (as might be likely in a collision event) then hazard zones would be determined by the fire scenario and the longer dispersion hazard ranges would not be relevant. Also flammable clouds ignited remotely often ignite before they reach their lower flammable limit as ignition points are at specific locations.

DNV considered other potential hazardous outcomes such as BLEVE and VCE and considers that such outcomes are generally not credible for LNG marine releases. A BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosions) is most often associated with fire impingement of a pressurized liquefied gas (e.g. propane or butane) contained in a pressure vessel. While the pressure relief valve can maintain the pressure within the vessel's allowable limit, the fire can weaken the metal shell in the upper vapor space (but not the lower liquid space) so that it can fail. The sudden opening of the pressure vessel releases large quantities of pressurized liquid that immediately flashes to gas at atmospheric pressure. The flashing gas is ignited by the fire and expands rapidly and turbulently, radiating heat as a fireball. No significant pressure wave is generated.

An LNG-related BLEVE would require that a large external fire could exist and cause the pressure inside the LNG tank to rise to a significant level such that upon tank failure due to thermal weakening a large flash of pressurized methane would occur. There is no potential for this to occur either for the membrane or spherical design.

The cargo tanks are not designed for significant pressure and pressure relief would limit the pressure rise to a small amount insufficient to cause a BLEVE event.

A VCE (Vapor Cloud Explosion) event was reviewed for its potential. Bull (2004) has summarized the now well advanced current knowledge on vapor cloud explosions and the conditions necessary to cause combustion of a cloud of flammable gas to accelerate sufficiently to generate pressure effects. Methane in the open (as over water) has no mechanism to cause the flame front to accelerate. Work by Mitzner and Eyre (1983) which ignited several LNG flammable clouds found most flame fronts progressed slowly, often under 10-12m/s. They reported that in one case the flame front could not progress against a wind speed of 5m/s and that several clouds also self-extinguished. LNG vapors are very cold and the cloud will be filled with condensed fog. These create very poor combustion conditions. DNV believes that LNG VCE events are not credible over water, but that they may need to be considered in specific situations if flammable vapors can drift into highly congested areas where there is sufficient obstruction present to result in an acceleration of the flame front to speeds where overpressures are developed. Typically, such events are considered for releases within process plants where there is a large number of process equipment such as piping, vessels, and equipment supports.

DNV considered Rapid Phase Transition (RPT). Nedelka (2003) reviews the current state of understanding of RPT, which still has significant uncertainty. In general, RPT effects tend to generate pressure waves of low intensity but sufficient to cause window breakage local to the point of release and of insufficient energy to have long distance impacts.

4.2 PHAST Model

The consequence model employed was PHAST (ver 6.4). This is the latest version of a commercial consequence package, produced by DNV in 1987 and it currently is amongst the most widely used packages in the oil, gas and chemical industries with over 600 licenses. It is also the consequence engine for the SAFETI QRA package and its results underpin the API RP 580 / 581 risk based inspection methodology used globally at most refineries.

PHAST is a suite of interconnected consequence packages for modeling: discharge, pool formation and evaporation, dense and buoyant gas dispersion, jet and pool fire, BLEVE and vapor cloud explosion. It is supported by physical property information for a wide range of chemicals. The package is described in Witlox and Holt (1999). The dispersion model is of the similarity-type common for many dense-gas dispersion models, including the public domain model DEGADIS, but PHAST has more extensive source term modeling and other flammable outcomes. Similarity models impose some geometric constraints on the cloud and this allows solution of difficult dense gas plumes without resorting to more complex computational fluid dynamics (CFD) approaches. CFD models offer the ability to solve some special issues associated with wake effects, congestion and terrain, and the potential for inherently buoyant gases (like methane) to lift-off over time. These models may become more common in the future, but they are difficult to run and peer review, and long project times are necessary to assure meaningful results.

4.3 Validation Trials for LNG

LNG was a topic of major safety concern in the period 1978-1983 and substantial analyses and technical work was done around that time. Field experiments were carried out to simulate LNG spills onto land and water, dense gas dispersion, flash fire and pool fires. Thyer (2003) reviews well known cryogenic gas validation trials. The best known trials and those used extensively for validation of LNG spills onto water include the work of Koopman et al (1982) of Lawrence Livermore in the US and Shell at Maplin Sands in the UK (e.g. Mitzner and Eyre 1983). Ten specific LNG onto water trials were available and used for validation: Burro (trials 3, 7, 8, 9), Coyote (5, 6), and Maplin Sands (27, 29, 34, 35)

There is less data available for LNG fires on water, thus large scale LNG fires on land were used for validation. The trials used are described by Nedelka (1989) and Johnson (1992). Subsequent modeling allowed for the higher boil-off rate of LNG on water.

Types of Validation

The European Model Evaluation Committee (Britten, 2002) set out its view that validation is more than simply matching experimental data. Three important aspects to be checked include:

- | | |
|--------------|---|
| Assessment | Does the model include the full range of phenomena and equations necessary to simulate all important mechanisms. |
| Validation | Does the model accurately predict concentrations obtained from suitable trials. |
| Verification | Does the model accurately implement the phenomena and equations it contains and does model development conform to good modern IT systematics (to avoid introducing errors). |

PHAST is one of the best validated consequence codes. Using the terminology above the key validations are listed in Table 1.

Validation of Pool Formation

LNG pool formation is very important to the final result – both for dispersion and subsequent pool fire. Feldbauer et al (1972) spilled 415kg of LNG on water giving a pool for 11s and a maximum diameter of 14m. In comparison, PHAST gave 15s to a maximum diameter of 18.5m. Koopman et al. conducted four experiments spilling about 2000kg of LNG over a 60s time period. They observed that pools formed with a maximum diameter of 14 to 16m, which boiled off in about 80 to 90s. PHAST gave a maximum diameter of 22m with a boil-off time of 80s. DNV concludes that PHAST validates reasonably well, but gives conservative (i.e. larger) pool dimensions.

Table 1. Validations carried out for PHAST

Validation type	Reference and comment
Validation	Hanna et al (1993) Review of 15 models used in dense gas simulations in support of the EPA risk management plan regulations against 8 experimental trials. PHAST was found to be typical of good dispersion models. This work was used as the basis for a major upgrade to the PHAST dispersion model and results from 1992 have been improved (see Witlox and Holt).
Assessment and Validation	Witlox and Holt (1999) Paper presented at CCPS Conference describing the updating of the Unified Dispersion Model, its mechanisms, equations and trial validations.
Assessment	Britter (2002) As part of the EU SMEDIS Project, he reviewed all the mechanisms contained in the dispersion aspect of the PHAST code. He concluded that PHAST was typical of the better dispersion models and that the code was amongst the most extensively validated that he had seen. Limitations in the PHAST model in terms of applicability were openly disclosed by DNV.
Verification	External TickIT Assessment DNV software products, including PHAST, are all developed using a management program meeting the full requirements of TickIT, an ISO 9000 standard specifically developed for software developers. This ensures that equations are correctly converted into code, that bugs are logged and addressed, and the source code is maintained with full integrity.

Validation of Dispersion

DNV ran the ten LNG water spill trials using, as close as possible, the specification of the experiments for discharge, stability, wind speed, temperature, humidity, and surface roughness. Other parameters were standard values inside PHAST and are based on its own validations against a wide range of spill experiments involving many liquefied gases and substrate types. Overall PHAST validated well, as expected for a model of its type and general validation pedigree. Specifically for the ten LNG trials, and looking for distance to Lower Flammable Limit (LFL = 4.4%), PHAST gave an average result slightly under-predicting the distance by 6%. Iterating with end-point showed that PHAST could achieve a zero bias (i.e. equally likely to under-predict as over-predict distance) using 85% of LFL. This gave an average absolute error of 22% and a standard deviation of 31%. This is better than the often quoted factor of two either way for a good dispersion model. It should be noted that, other than running dispersion to an end-point of 85% of LFL, all the parameters used in PHAST are either normal defaults or values appropriate for LNG spills over water. A known issue for all dispersion models is that there are no medium or large scale trials of LNG spills under low wind F stability weather conditions (e.g. F stability 2m/s wind), although Burro 8 was carried out at E stability which approaches this weather.

Validation of LNG Pool Fire Trials

DNV used the largest LNG trials on land for validation: 35m fires at Montoir (Nedelka, 1989) and 10m fires (Johnson, 1992). PHAST results were very good on average for Montoir, with results at 5kW/m^2 giving an overprediction of 7% in the downwind direction and an under-prediction of 9% in the cross wind direction. The 10m fire results were also good. As the downwind direction is longest, it is thus the more important and PHAST is a little conservative.

One area of change necessary in this project was to estimate the effect of fires on water compared to land. Normally heat from the fire radiates back into the pool generating the vapor that burns in a quasi-steady state situation; little heat enters from the soil. On water, researchers believe the situation is quite different and Cook (1993) implemented a correction factor between 2 and 3 which is the average of several published opinions. PHAST increases the boil-off rate to 2.5x the land based rate. The validation used luminous rather than smoky flames, and this fits the data well. However, the effect of increased boil-off over water, will be to put more fuel into the same air space as over land without any mechanism for entraining more air. This is likely to make the fire smokier and thus less luminous, with a greater fraction of the combustion energy going into heating the plume and less into thermal radiation. Overall, large pool fires have several areas of uncertainty. The large evaporating pool that is sustainable for dispersion is too thin to sustain combustion at the much higher rate of LNG consumption in a pool fire – LNG cannot flow from the source out to the periphery sufficiently quickly to replenish the material lost to combustion. Other uncertainty is associated with the degree of additional smoke associated with pool fires over water. The smaller diameter pool and the greater smoke generation would tend to reduce the thermal hazard range. This consequence area could benefit from large scale trials on water.

5. CONSEQUENCE RESULTS

DNV considered LNG hole events above and below the waterline for the maximum credible hole sizes identified. The scenarios are sketched in Figure 4. Releases above the waterline have been idealized into a simple case, straightforward to model for release rates. Those below water are more complex. All holes are assumed to be worst case (i.e. fully open, sharp edged orifices, with no restriction from another vessel as might occur in a collision) with a discharge coefficient C_d of 0.6. DNV compared the underwater scenario with the scenario proposed by Fay (2003). Water will initially flow into the LNG tank as that paper shows, but it is believed that about 1 tonne of water will be sufficient to generate a small positive pressure in the LNG tank, insufficient to cause the tank to fail, but sufficient to prevent further water ingress. This will result in a quasi-steady state release of LNG into the sea. Flow rates will be less than the above waterline case due to the backpressure, but the total LNG cargo will be lost versus only 69% for the above waterline case. Key discharge results are as presented in Table 2. Some other studies (e.g Fay, Cornwell) have used larger hole sizes, but there has not been demonstrated a mechanism that is credible for causing them.

Table 2. Discharge results – various holes sizes and locations

Discharge Case	Above waterline release			Below waterline release		
	250	750	1500	250	750	1500
Hole Size (mm)	250	750	1500	250	750	1500
Initial rate (kg/s)	226	2030	8130	200	1800	7220
Duration (hr) †	19	2.2	0.54	30+†	3+†	0.8+†
Total release (%)	69%			100%		

† Durations are based on the average flowrate from the hole. For underwater cases this is an estimate only as the duration becomes complicated to estimate when the LNG driving force equalizes water back pressure.

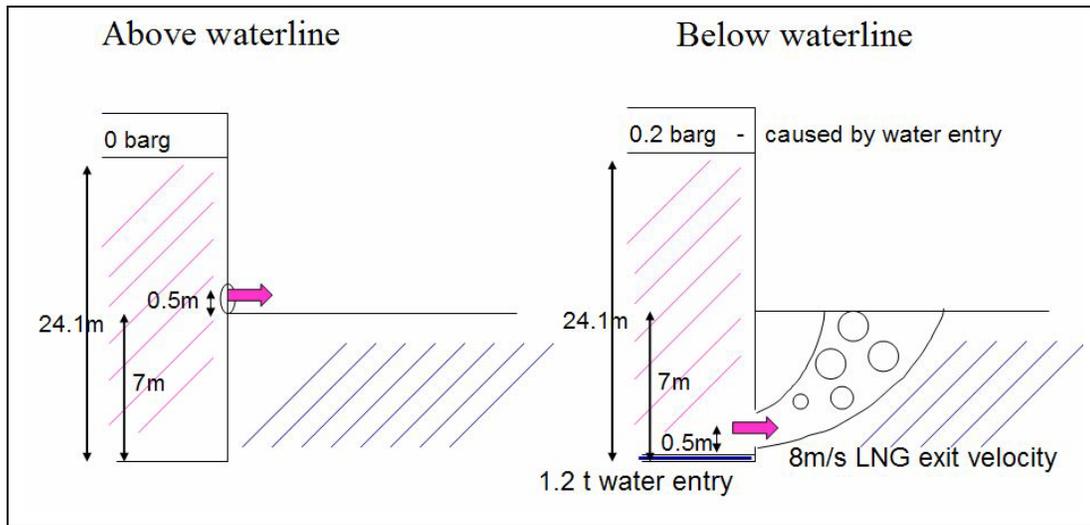


Figure 4. LNG releases above and below the waterline

Dispersion Distances

Dispersion cases were run for F2, D3 and D5 where the letter is the atmospheric stability class and the number is wind speed in m/s. The most typical weather conditions in port areas would be D5. Other parameters include 20°C air and water temperature, 70% relative humidity, surface roughness 0.3mm, and ambient solar flux 0.5 kW/m². Results for above and below waterline cases are provided in Table 3.

A characteristic of flammable LNG releases is that the initial period following the start of the leak often results in the largest effect size. This is because the leak is at its largest rate. Dispersion distances are taken to the best estimate for LFL (lower flammable limit) which was established from the experimental trials validation to be best represented by an end point of 0.85 of LFL (see earlier discussion).

Table 3. Downwind flammable atmosphere distances estimated by PHAST for maximum credible LNG release scenarios for pure methane

(in this table the darker the shading the less credible the scenario)

Release case	Credible Scenarios	Highly Uncertain Scenarios ^{a)}	Non-credible Scenarios ^{b)}
Above waterline cases:			
250 mm Release Above Sea	D 3.0m/s = 370m D 5.0m/s = 380m	F 2.0m/s = 830m	
750 mm Release Above Sea	D 3.0m/s = 910m D 5.0m/s = 920m	F 2.0m/s = 1400m	
1500 mm Release Above Sea			D 3.0m/s = 1800m D 5.0m/s = 2000m F 2.0m/s = 3100m
Below waterline cases			
250 mm Release Below Sea	D 3.0m/s = 310m D 5.0m/s = 320m	F 2.0m/s = 430m	
750 mm Release Below Sea	D 3.0m/s = 810m D 5.0m/s = 840m	F 2.0m/s = 900m	
1500 mm Release Below Sea			D 3.0m/s = 1700m D 5.0m/s = 1900m F 2.0m/s = 3000m

Notes:

- a) F 2m/s weather dispersion distance has greater uncertainty than other weathers due to lack of validation data, also the duration and speed of the cloud are such that contact times with the sea are long (e.g. 30+ minutes) and plume warmup may be sufficient for liftoff to occur, eliminating the downwind risk from that point.
- b) 1500mm case is included to account for terrorism threats and at this hole size these events will almost certainly have associated immediate ignition. Given immediate ignition, the flammable cloud predicted by the model is not relevant. The actual consequence in this case will be a pool fire (see Table 5). They are reported here for completeness and to compare with other authors.

The operational loading arm failure results are presented in Table 4 use as before 85% of LFL as the best estimate for dispersion Lower Flammable Limit.

Table 4. Downwind flammable atmosphere distances – single jetty arm failure (7,600 m³/hr) and maximum from jettison – terrorism event (10,000 m³/hr) for pure methane

(darker shading indicates less certain results – and probably overestimated)

Scenario	Credible Scenarios	Highly Uncertain Scenarios ^{a)}
Single Arm Failure (10 min duration)	D 3.0m/s = 780m D 5.0m/s = 790m	F 2.0m/s = 1400m
Terrorism event (60 min duration)	D 3.0m/s = 790m D 5.0m/s = 790m	F 2.0m/s = 1600m

† Note: a) F2 weather conditions have large uncertainty associated – see comment on Table 3.

The effect of different LNG compositions on the LFL hazard zone distances was also investigated. LNG typically has a methane composition of between 92-99%. The remainder of the LNG is mainly ethane and propane. There are other gases such as butane and nitrogen but their proportion is small typically (less than 1%).

In order to investigate the effect of non-methane components in the vapor on LFL hazard zone distances, a sensitivity analysis was performed using a vapor composition of 94% methane and 6% ethane. It was found that using this mixture the predicted LFL hazard zone distance could increase by up to 16% for the stable weather condition (F stability and 2m/s) and by around 10% for the neutral weather condition cases (D stability). The methane, being more volatile, will evaporate preferentially and the ethane enrichment of the vapor occurs later in the vaporization. As the maximum distance for the LFL excursion typically occurs as a result of vaporization earlier in the sequence of events, the distance is dominated by the nearly pure methane content. Thus there could be some increase in distances expected, but it will be less than with the assumption that the vapor has the same composition as the LNG. In any case, an increase if any would not be significant.

Flash Fire Results

It is generally assumed in risk assessments that large flash fires of the type involved here will burn back from the point of ignition to the source at relatively low speed and low emitted thermal radiation. The thermal hazard to exposed people within the flammable envelope is very serious, but it is very limited beyond the envelope. Therefore hazard zones for flash fire are those presented in Table 3 and Table 4.

Pool Fire Results

Pool fire results were calculated using the PHAST Model, recognizing that this model provides a conservative estimate for pool diameter as presented earlier. It does allow the LNG pool, initially 100mm thick to ultimately spread to a thickness of 1mm. The burning rate used on water is 2.5x the burning rate on land, which is 0.141kg/m²s. Multiplying by 2.5 and dividing by the density of 425kg/m³ gives the burning rate of 0.8mm/s. DNV believes the pool fire cannot sustain itself at its full evaporating diameter and 1mm thick burning at 0.8mm/s. A separate calculation balancing the discharge rate to the steady burning rate shows the sustainable pool fire diameter to be 43% to 48% of the initial evaporating pool. The outer thin portions of the initial pool will be consumed in seconds before the flame reaches the rear portion of the pool and it would be hard to differentiate this short combustion from the flash fire event which initiates it. The sustainable pool fire will be quite different to the flash fire and it will generate a large amount of thermal radiation. Pool fire thermal hazard zones to 5kW/m² are presented in Table 5. This thermal flux is serious to unprotected people who cannot find shelter in 40 seconds.

Table 5. Thermal hazard range for maximum credible events above waterline (all to 5 kW/m² radiation and 3m/s wind, range measured from center of pool)

Pool size	250mm hole	750mm case	1500mm case
Sustainable pool diameter	29m	86m	171m
Thermal hazard range	190m	440m	750m

Note: It is believed that these hazard ranges presented are conservative as the pool flame is likely to be smokier than the luminous assumption used.

Uncertainty

Uncertainty in consequence modeling arises from several sources. Uncertainty arises due to the randomness of events, gaps of knowledge, incompleteness of model equations, extrapolations of “valid” models to areas beyond validation, and faults in computer codes.

The hole sizes used were developed by a highly experienced team with reference to the available historical data. A more detailed structural response analysis using finite element analysis with explicit allowance for LNG tank deformation is recommended to improve the understanding of the actual failure mechanism and subsequent hole size. A full quantitative risk assessment considering likelihoods would also reduce uncertainty. Hole sizes used in modeling assume no blockage (e.g. colliding ship obstruction).

In general, good dispersion models are quoted by Britter (2002) as being able to deliver dispersion results to a factor of 2 either way. PHAST, as applied within the project, was compared against specific LNG trials on water, and we believe it should be capable of better than this; the validation data support this with a standard deviation of 31% and a zero mean bias (when an end point of 0.85 of LFL is used).

DNV has directly validated the PHAST model against the largest available LNG trial data on water. This is mostly for 20m³ or less of LNG. The scale here relates to events up to 25,000m³. Thus the extension in scale is very large. While such extrapolation can be done where all important mechanisms are known, there is a risk that important mechanisms are disguised (e.g. the potential for methane plume buoyant lift-off at distance). F 2m/s weather conditions are more difficult to model; none of the LNG trial data is available for such conditions and these are also the longest predicted dispersion distances. There may be value in conducting large scale LNG dispersion trials and including stable weather conditions. Other factors such as sea state and waves may be important as discussed by Cornwell (2004).

Flash fire results are taken as equaling the maximum extent of flammable cloud dispersion. In fact, ignition may occur sooner than this giving a smaller hazard zone. Further, the largest hole sizes, normally associated with terrorism, are very likely to involve immediate ignition and result in a large pool fire local to the vessel with no long distance flammable plume.

Pool fire results are uncertain due to the increased burning rate for LNG pools on water and consequently causing a shrinkage in pool diameter. There is also the potential for greater smokiness and less luminosity reducing hazard zones. Additional large scale experiments would be useful to demonstrate this effect.

The hole sizes are very large considering the history of LNG activities and the degree of safeguards now applied. Dispersion distances are well validated but the longest distances are predicted for F2 weather which has the greatest uncertainty. Pool fire modeling is likely to be conservative.

6. CONCLUSIONS

DNV has carried out a consequence analysis for marine events associated with the transport of LNG. The historical record of LNG shipping suggests that a large scale release is unlikely to occur in the foreseeable future of the LNG trade in the US.

Hazard zones have been developed for a range of maximum credible events due to puncture, normal accidents, terrorism, and jetty loading arm failure. For the most part they are less than some of the hazard zones previously presented at public meetings and LNG hearings.

Hazard zones include benefits associated with the current vessel designs and safe operations procedures adopted by operators, port authorities and the US Coast Guard. Results were calculated for all the cases, but this can create decision paralysis with many tables of numbers and it is helpful to place these into a context of what is most probable as many of the consequence outcomes are very unlikely to occur in the future expected LNG operations in the USA for the next 30 years.

Table 6. Maximum Credible Accidental Release Case – 750mm hole

Scenario	Hole size = 750mm	Collision event with another vessel at 90° angle or serious grounding at sufficient speed so that the double hull is penetrated and additional barriers also breached causing the LNG tank to be deformed to such an extent that it leaks. Above and below waterline holes were considered.
Modeling	LNG discharge, pool formation, dispersion, ignition and flash fire back to source, pool fire.	This event is a worst case event in terms of hazard distance as the accidental event may not ignite the LNG immediately, allowing a vapor cloud to form and disperse downwind. The cloud is then assumed to ignite at its maximum flammable extent and flash back to the source where the LNG spill will burn as a pool fire. The sustained pool fire diameter and hence hazard distance will be substantially smaller than would be the case if the unignited pool diameter were used.
Most likely hazard distances (measured from point of release)	Dispersion and flash fire hazard range = 920m Pool fire hazard range = 440m	Dispersion distance is based on neutral stability 5m/s weather case (D5) and provides the distance to maximum flammable extent. The F 2m/s case is less likely and the duration of event would be so long that buoyancy effects of methane could be expected to cause plume liftoff as is observed with other buoyant gases. Anyone caught within the flammable cloud would be very seriously burned., but flammable impacts beyond the cloud are likely to be small. The pool fire case is based on 5kw/m ² which is sufficient to cause serious burns if shelter cannot be found within 40 seconds – this is as recommended in safety regulations.

Table 7. Maximum Credible Non-Accidental Release case – 1500mm

Scenario	Hole size = 1500mm	This event could be caused by terrorist attack. In order to generate a hole of this dimension, and without disclosing the attack scenario, the energy involved would be so large that immediate ignition would be by far the most likely outcome.
Modeling	Discharge, pool formation, pool fire.	Discharge and pool formation are as before, but in this case immediate ignition of the pool is almost certain and no dispersion of flammable vapors would occur.
Most likely hazard distance	Pool fire hazard range = 750m	The pool fire case is based on 5kw/m ² which is sufficient to cause serious burns if shelter cannot be found within 40 seconds – this is as recommended in safety regulations.

Any consequence study must acknowledge uncertainties. The PHAST model used is amongst the best validated in the consequence arena and fits well the largest LNG trial data sets for dispersion and pool fire. Nevertheless it must be acknowledged that models have uncertainties (particularly for F2 conditions), and the validation trials are significantly smaller than the largest events hypothesized here. Dispersion distances here are best estimates – actual distances could be larger or smaller at most by a factor of two. Flammable effect distances have less uncertainty, and they should be conservative as no allowance was given for the thermal trapping effect of additional smoke expected for LNG pool fires on water compared to land. Additional large scale trials would be beneficial to reduce uncertainties as described earlier.

DNV believes the uncertainties reported here could be reduced with additional large scale trials or more detailed technical analysis; however, it is believed the results here are conservative. Many other major hazard decisions are taken with equivalent or larger degrees of uncertainty. Thus sufficient information exists now to make valid decisions, but in situations where major populations or critical installations exist within hazard ranges predicted then additional analysis may be warranted.

The consequence models used here are such that when combined with appropriate likelihood data and contextual information, they can be used with the same, or greater, confidence as with other industries, in order to make judgments on the suitability of a particular LNG development and/or determine the level of additional mitigation required.

7. REFERENCES

Bainbridge (2003) “Overview of LNG Shipping” at Fundamentals of Baseload LNG Conference, Gas Technology Institute, Maryland, Sept 22-25.

Britter R. (2002) Model Evaluation Report on UDM Version 6, EU SMEDIS Project ref 00/9/E Ver 1.0, Cambridge University, UK

Bull J. (2004) “A critical review of post Piper-Alpha developments in explosion science for the offshore industry” prepared by Firebrand International Ltd. for the HSE.

Cook J. and J.L. Woodward (1993). A New Integrated Model for Pool Spreading, Evaporation, and Solution on Land and in Water. International Conference on Safety, Health and LP in the Oil, Chemical and Process Industries. Singapore. Feb 15-19

Cornwell J (2004) AIChE Annual Conference, New Orleans, April.

Fay J.A. (2003) “Model of spills and fires from LNG and oil tankers”, J Haz Matls B96, 171-188.

Feldbauer, G.F., J.J. Heigl, W. McQueen, R.H. Whipp, and W.G. May. Spills of LNG on water – vaporisation and downwind drift of combustible mixtures, Report No. EE61E-72, Esso Research and Engineering Company (1972)

Hanna, S.R., J.C. Chang, D.G. Strimaitis (1993). *Hazardous Gas Model Evaluation with Field Observations*. Atmospheric Environment, Vol 27A, No 15, pp2265-2285.

IMO (1995). Interim Guidelines for Approval of Alternative Methods of Design and Construction of Oil Tankers under Regulation 13F(5) of Annex I of MARPOL 73/78. Resolution MEPC.66(37), September 1995.

Johnson AD (1992). A Model for Predicting Thermal Radiation Hazards from Large-Scale LNG Pool Fires, IChemE Symp. Series No. 130, pp. 507-524.

Koopman, R.P., B.R. Bowman, and D.L. Ermak, Data and calculations of dispersion of 5 m³ LNG spill tests, Lawrence Livermore Laboratory.

Koopman RP, J Baker, and others (1982). Burro Series Data Report, LLNL/NWC 1980 LNG Spills Tests. UCID-19075. Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, California.

Mizner GA, and J.A. Eyer (1983), Radiation from Liquefied Gas Fires on Water, Comb. Sci. Techn. 35, p. 33.

Nedelka D., J. Moorhouse and R.F. Tucker (1989). The Montoir 35m Diameter LNG Pool Fire Experiments, Proc. 9th Int. Conf. on LNG, Nice, 17-20 Oct. 1989

Nedelka D., V. Sauter, J. Goavic, R. Ohba.(2003). Last Developments in Rapid Phase Transition Knowledge and Modeling Techniques. Offshore Conference. OTC 15228

Paik J, I.H. Choe, A.K. Thayamballi (2001) On Accidental Limit State Design of Spherical Type LNG Carrier Structures Against Ship Collisions. 2nd International Collision and Grounding of Ships Conference. Copenhagen.

Thyer A.M. (2003) “A review of data on spreading and vaporization of cryogenic liquid spills”, J Haz mats A99, 31-40.

Whitlox H.W.M. and A. Holt (1999), A Unified Model for Jet, Heavy, and Passive Dispersion Including Droplet Rainout and Re-Evaporation, CCPS International Conference & Workshop on Modeling the Consequences of Accidental Releases of Hazardous Materials. Sept 28

Acknowledgements

DNV acknowledges the support of the following sponsors from within the LNG industry; however, the results and opinions expressed are entirely those of DNV and not necessarily endorsed by the sponsors: Anadarko Petroleum, BHP Billiton, BP, Cheniere, ChevronTexaco, ConocoPhillips, Dominion Energy, ExxonMobil, Freeport McMoran, Marathon, Petrobras, Sound Energy Solutions, Shell, Statoil, Total, Tractabel and TransCanada.

DNV would like to acknowledge support from Sandia National Laboratories, with the permission of the Department of Energy, who provided information and input to the cases used by DNV.